



Mestrado em Engenharia Mecânica

---

# **Sistemas Fotovoltaico e Eólico para Produção de Energia Elétrica numa Vivenda**

Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica  
Especialização em Projeto, Instalação e Manutenção de Sistemas Térmicos

**Autor**

**João Filipe Varela Carrilho**

**Orientadores**

**Anabela Duarte de Carvalho**

Professora do Departamento Engenharia Mecânica  
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

**Gilberto Cordeiro Vaz**

Professor do Departamento Engenharia Mecânica  
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

**Coimbra, Setembro, 2019**

## **AGRADECIMENTOS**

O Projeto final de Mestrado é um trabalho individual que leva à conclusão de mais uma etapa académica. A motivação nem sempre esteve presente, por isso quero destacar aqueles que mais me apoiaram em toda esta fase.

Em primeiro lugar agradeço à minha orientadora Professora Doutora Anabela Duarte de Carvalho, pelo apoio e orientação que me deu na realização deste projeto curricular, pelos conhecimentos transmitidos nas suas aulas da disciplina de Energias Alternativas, e por toda a disponibilidade, atenção e apoio e durante todo o período do projeto.

Em segundo lugar agradeço ao meu orientador Professor Doutor Gilberto Cordeiro Vaz, pelo apoio e orientação que me deu na realização deste projeto curricular pelos conhecimentos transmitidos nas suas aulas da disciplina de Energias Alternativas, por toda a disponibilidade, atenção e apoio e durante todo o período do projeto.

Um agradecimento muito sentido à minha família, em especial aos meus pais e irmã, pelo incansável apoio, paciência e pelas palavras corretas no momento oportuno que me incentivaram à conclusão do presente Projeto.

A todos os amigos e colegas, especialmente aqueles que me acompanharam no desenvolvimento deste trabalho, o meu muito obrigado pelo apoio e amizade que sempre senti na vossa companhia.

A todos que, embora não referenciados, contribuíram na motivação e troca de conhecimentos para desenvolver o tema e continuar a acreditar que é possível.

A minha profunda gratidão.

## RESUMO

Este trabalho tem como foco de estudo o dimensionamento de um sistema fotovoltaico e de um sistema eólico de produção de energia elétrica para autoconsumo numa vivenda e foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular de Projeto do 2º Ano do Mestrado em Engenharia Mecânica, área especialização em Projeto, Instalação e Manutenção de Sistemas Térmicos.

A vivenda situa-se na zona da Tapada das Caldas de Alferrarede, mais concretamente na freguesia de Abrantes, tem três pisos e uma área de 770 m<sup>2</sup> aproximadamente, integrando 4 quartos, 2 salas, 6 casas de banho, 2 cozinhas, sótão e garagem e tem já instalados todos os equipamentos necessários, nomeadamente, iluminação, produção de AQS, climatização ambiente etc.

Numa fase inicial foi efetuado o levantamento de todos os equipamentos existentes na vivenda alimentados a energia elétrica e respetivo período de funcionamento de forma a facilitar a interpretação dos Diagramas De Carga (DDC) da instalação. Nesta fase foram ainda obtidos os diagramas de carga da instalação dos 365 dias do ano, uma vez que é essencial conhecer o perfil de consumo ao longo das 24 horas da instalação consumidora de eletricidade para ser comparado com o perfil de produção de energia dos sistemas fotovoltaico e eólico, a fim de proceder ao seu correto dimensionamento.

De seguida foi efetuado o dimensionamento de um sistema de produção de energia elétrica fotovoltaico, dimensionado com base nos dados de consumo de eletricidade de 2018, considerando um consumo médio diário na vivenda de 33 kWh. Foram analisadas várias soluções com e sem armazenamento, para diferentes valores de potência fotovoltaica a instalar, variando o número de coletores solares. O estudo destas soluções foi efetuado utilizando principalmente o *Software SMA Sunny Design*.

Foi também analisado um sistema de produção de energia elétrica por via eólica, recorrendo a uma micro turbina de eixo horizontal. A seleção do aerogerador foi efetuada recorrendo à plataforma do fabricante ENAIR, tendo como objetivo a seleção de um aerogerador que possa fornecer uma quantidade de energia elétrica semelhante à fornecida pelas soluções fotovoltaicas menos dispendiosas.

Após a fase de seleção e dimensionamento foi efetuada a análise económica das soluções propostas, tendo-se concluído que a solução microeólica não alcança a taxa mínima de rentabilidade admissível e é claramente pior que as soluções fotovoltaicas analisadas. Isto deve-se, principalmente, ao facto das velocidades médias do vento na zona da vivenda serem muito baixas. A solução mais adequada para a vivenda apresentada neste caso de estudo é com base na tecnologia fotovoltaica. Dependendo do capital disponível, o utilizador poderá optar por um sistema FV sem ou com armazenamento, mas com valores de potência FV diferente. As soluções recomendadas para a vivenda são as seguintes: Cenário A – Potência FV de 4,05 kWp sem armazenamento: Quota Autoconsumo - 50,6 %; PayBack Simples - 8 anos; TIR-13,52%; Cenário B - Potência FV de 4,59 kWp com armazenamento: Quota Autoconsumo - 69,2%; PayBack Simples - 11 anos; TIR - 8,79%.

## PALAVRAS-CHAVE

Energias Renováveis, Energia Fotovoltaica, Energia Eólica, Produção Local de Eletricidade, Autoconsumo.

## ABSTRACT

This work has as focus of study the design of a photovoltaic system and a wind power production system for self-consumption in a villa and was developed within the scope of the Project curricular unit of the 2nd year of the Master in Mechanical Engineering, specialization area in Project, Installation and Maintenance of Thermal Systems.

The villa is located in the Tapada das Caldas de Alferrarede area, more specifically in the parish of Abrantes, has three floors and an area of approximately 770 m<sup>2</sup>, comprising 4 bedrooms, 2 living rooms, 6 bathrooms, 2 kitchens, attic and garage and has already installed all the necessary equipment, such as lighting, AQS production, ambient air conditioning etc.

In an initial phase was carried out the identification of all existing electric equipment in the villa and its corresponding operation period in order to facilitate the interpretation of the electric load diagrams of the installation. In this phase, the load diagrams of the 365 days of the year were obtained, since it is essential to know the consumption profile over the 24 hours of the electricity consuming installation to be compared with the energy production profile of the photovoltaic and wind systems in order to proceed to its correct design.

Next, a photovoltaic power production system was designed, based on the 2018 electricity consumption data, considering a daily average consumption of 33 kWh in the villa. Several solutions with and without storage were analyzed, for different levels of photovoltaic power to be installed, varying the number of solar collectors. These solutions were studied using mainly the SMA *Sunny Design Software*.

A wind power production system was also analyzed using a horizontal axis micro turbine. Wind turbine selection was made using the ENAIR manufacturer's platform, with the objective of selecting a wind turbine that can supply an amount of electricity similar to that provided by the less expensive photovoltaic solutions.

After the selection and sizing phase, the economical analysis of the proposed solutions were performed, and it was concluded that the microeolic solution does not reach the minimum acceptable internal rate of return (IRR) and is clearly worse than the analyzed photovoltaic solutions. This is mainly due to the fact that the average wind speeds in the villa area are very low. The most suitable solution for the villa presented in this case study is based on the photovoltaic technology. Depending on the available capital, the user may choose a PV system with or without storage capacity, with different PV power levels.

The recommended solutions for the villa are as follows: Scenario A - 4.05 kWp PV power without storage: Self-Consumption fraction - 50.6%; Simple PayBack - 8 years; IRR - 13.52%; Scenario B - 4.59 kWp PV power with storage: Self-Consumption fraction - 69.2%; Simple PayBack - 11 years; IRR - 8.79%.

## KEYWORDS

Renewable Energy, Photovoltaic Energy, Wind Energy, Local Electricity Production, Self Consumption.

## ÍNDICE

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	ii
<b>RESUMO</b> .....	iii
<b>ABSTRACT</b> .....	iv
<b>ÍNDICE</b> .....	v
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	ix
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	xii
<b>SIMBOLOGIA</b> .....	xiv
<b>ABREVIATURAS</b> .....	xv

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b> .....	1
--------------------------------------	---

1.1. Motivação e Enquadramento do Projeto .....	1
1.2. Objetivos do Projeto .....	2
1.3. Estrutura do Documento .....	3

<b>CAPÍTULO 2 - ENERGIAS RENOVÁVEIS</b> .....	4
---	---

2.1. Contextualização Mundial .....	4
2.1.1. Energias Renováveis na Produção de Eletricidade .....	6
2.2. Energias Renováveis em Portugal .....	9

<b>CAPÍTULO 3 - ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	14
--	----

3.1. A Radiação Solar .....	14
3.2. Células Fotovoltaicas .....	16
3.2.1. Células de 1ª Geração .....	17
3.2.1.1. Células de Silício monocristalino .....	18
3.2.1.2. Células de Silício policristalino .....	19
3.2.1.3. Células de Silício amorfo .....	19
3.2.1.4. Comparação das Células de 1ª Geração .....	20
3.2.2. Células de 2ª Geração .....	21
3.2.2.1. Células de silício amorfo (a-Si) .....	21
3.2.2.2. Células de Telureto de Cádmio (CdTe) .....	22
3.2.2.3. Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS) .....	22
3.2.3. Células de 3ª Geração .....	23

3.2.4. Aplicações dos Diferentes Tipos de Células Fotovoltaicas .....	23
3.3. Módulo Fotovoltaico .....	23
3.3.1. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos .....	24
3.3.2. Potência de Saída dos Módulos .....	25
3.4. Inversor.....	27
3.4.1. Inversor Central .....	27
3.4.2. Inversor de Fileira.....	27
3.4.3. Inversor por Módulo Fotovoltaico.....	28
3.4.4. Inversor com Múltiplos MPP .....	28
3.4.5. Inversor com Individuais MPP .....	28
3.4.6. Inversor com Carregador .....	28
3.5. Baterias.....	30
3.5.1. Características das Baterias de Acumuladores .....	31
3.6. Cabos e Equipamentos de Proteção, Corte e Mediada .....	32
3.6.1. Cabos .....	32
3.6.2. Interruptor do lado DC .....	32
3.6.3. Equipamentos do lado AC .....	32
3.7. Estruturas de Apoio de Módulos FV .....	33
3.7.1. Tipo de Estruturas.....	33
3.7.2. Distância entre Estruturas .....	34
3.8. Tipo de Sistema Solares Fotovoltaicos.....	35
3.8.1. Unidade de Pequena Produção .....	35
3.8.2. Unidade de Produção de Autoconsumo.....	35
3.8.3. Sistema Autónomos .....	37
3.9. Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos .....	37
<b>CAPÍTULO 4 - ENERGIA EÓLICA.....</b>	<b>39</b>
4.1. Energia Eólica na Europa .....	39
4.2. Sistemas Microeólicos.....	42
4.3. Recurso Eólico .....	44
4.3.1. Energia Extraída do Vento .....	44
4.3.2. Coeficiente de Potência .....	45
4.3.3. Cálculo Energético .....	46

4.3.4. Curva de Potência e de Energia de uma Turbina Eólica.....	46
4.4. Aerodinâmica .....	48
4.4.1. Otimização da Conversão .....	48
4.5. Classificação das Turbinas Eólicas.....	48
4.6. Componentes de um Sistema Eólico .....	48
4.7. Vantagens e Desvantagens de um Sistema Eólico.....	50
<b>CAPÍTULO 5 - CASO DE ESTUDO .....</b>	<b>51</b>
5.1. Descrição de Vivenda.....	51
5.2. Principais Equipamentos da Instalação Consumidora .....	52
5.3. Análise dos Consumos de Eletricidade da Instalação.....	57
5.3.1. Dados do Contrato de Eletricidade .....	57
5.3.2. Dados das Faturas de Eletricidade.....	58
5.3.3. Diagrama de Carga da Instalação Consumidora.....	60
5.4. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	63
5.4.1. Cálculo Teórico da Capacidade do Gerador Fotovoltaico .....	64
5.4.1.1. Fator de Correção das Perdas (K1) .....	64
5.4.1.2. Fator de Correção (K2) - Número de Horas Equivalente de Radiação .....	64
5.4.1.3. Potência do Gerador Fotovoltaico .....	65
5.4.2. Dimensionamento do Sistema FV com Sunny Design .....	66
5.4.2.1. Inclinação e Orientação do Sistema FV .....	66
5.4.2.2. Escolha do Módulo Fotovoltaico.....	67
5.4.2.3. Escolha dos Inversores .....	68
5.4.2.3.1. Verificação dos Inversores.....	69
5.4.2.4. Configuração das Fileiras .....	69
5.4.2.5. Escolha dos Inversores com Carregador.....	72
5.4.2.6. Escolha das Baterias .....	72
5.4.2.7. Vista Geral do Sistema FV no Sunny Design .....	74
5.4.3. Resultados Energéticos das Simulações sem Armazenamento.....	75
5.4.4. Resultados Energéticos das Simulações com Armazenamento .....	77
5.5. Avaliação de Recurso Eólico.....	80
5.5.1. Introdução.....	80
5.5.2. Dimensionamento do Sistema Eólico.....	82

5.5.2.1. Seleção do Aerogerador .....	82
5.5.3. Retificador e Controlador de Tensão .....	84
 <b>CAPÍTULO 6 - AVALIAÇÃO ECONÓMICA DAS SOLUÇÕES DE GERAÇÃO LOCAL PROPOSTAS .....</b>	<b>86</b>
6.1. Indicadores de Análise Económica.....	86
6.1.1. Taxa de Atualização .....	86
6.1.2. Valor Atual Líquido .....	87
6.1.3. Taxa Interna de Rentabilidade .....	88
6.1.4. Payback .....	89
6.2. Custos de Investimento.....	89
6.2.1. Investimento - Sistema FV .....	89
6.2.2. Investimento - Sistema Eólico .....	91
6.3. Cálculo dos Indicadores de Viabilidade Económica .....	91
6.3.1. Tarifa Média de Eletricidade .....	92
6.3.2. Resultados - Sistema FV sem Armazenamento .....	93
6.3.3. Resultados - Sistema FV com Armazenamento.....	93
6.3.4. Resultados - Sistema Eólico .....	95
6.4. Soluções Recomendadas .....	97
 <b>CAPÍTULO 7 - CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>98</b>
7.1. Conclusão .....	98
7.2. Trabalhos Futuros .....	99
 <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>100</b>
<b>ANEXO A .....</b>	<b>I</b>
<b>ANEXO B .....</b>	<b>III</b>
<b>ANEXO C .....</b>	<b>VI</b>
<b>ANEXO D .....</b>	<b>IX</b>
<b>ANEXO E .....</b>	<b>XI</b>
<b>ANEXO F .....</b>	<b>XIII</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Quota de energia renováveis no consumo global de energia, em 2016 .....	5
Figura 2.2 - Taxas de crescimento médias anuais de capacidade de produção de energia renovável e biocombustíveis (Final de 2005 – 2015) .....	6
Figura 2.3 – Capacidade de produção de energia elétrica mundial total de energia renovável em 2007 – 2017.....	7
Figura 2.4 – Quota de energia renovável na produção elétrica mundial de energia, em 2017 .....	7
Figura 2.5 – Capacidade de energia renovável mundial excluindo a hidroelétrica, em 2017 .....	8
Figura 2.6 – Quota de Geração de Eletricidade a partir de Energia Renovável Variável, em 2017 .....	8
Figura 2.7 – Contribuição das FER no Consumo Final Bruto de Energia .....	9
Figura 2.8 – Repartição das fontes na produção de eletricidade em Portugal Continental .....	11
Figura 2.9 – Evolução da potência instalada de instalações de pequena escala com base nas FER .....	13
Figura 3.1 – a) Inclinação Ótima (esquerda) e b) Horizontal (direita), Irradiação global anual e utilização anual da potência-pico Wp, em Portugal .....	15
Figura 3.2 – Luz solar no seu percurso através da atmosfera .....	15
Figura 3.3 – Posição do painel solar.....	16
Figura 3.4 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica .....	17
Figura 3.5 – Célula Monocristalina .....	18
Figura 3.6 – Célula Policristalina .....	19
Figura 3.7 – Célula Amorfa.....	20
Figura 3.8 – Diferentes tipo de células fotovoltaicas.....	20
Figura 3.9 – Módulos de silício filmes finos .....	21
Figura 3.10 - Célula e módulo fotovoltaico.....	23
Figura 3.11 – Curva característica I-V típica de uma célula fotovoltaica.....	25
Figura 3.12 – Curva característica potência x tensão típica de uma célula fotovoltaica.....	26
Figura 3.13 – Efeito causado pela variação de intensidade luminosa da luz e de temperatura na curva característica I-V para um módulo fotovoltaico .....	26
Figura 3.14 – Configuração da ligação de inversores em monofásico (esquerda), em monofásico em paralelo (certo) e em trifásico (direita).....	29
Figura 3.15 – Esquema de ligações do inversor com carregador da SMA Sunny Island com gerador de apoio... ..	29
Figura 3.16 – Estrutura sem inclinação adicional sobre um telhado (esquerda) e estrutura de fixação vertical ou horizontal simples ou dupla no chão (direita).....	33
Figura 3.17 – Estrutura com inclinação adicional sobre um seguidor de dois eixos .....	34
Figura 3.18 – Determinação da distância entre filas para evitar sombras.....	34
Figura 3.19 – Sistema de Instalação Solar Fotovoltaica Ligada à Rede (UPP) .....	35

Figura 3.20 – Sistema de Instalação Solar Fotovoltaica Ligada à Rede de Autoconsumo (UPAC).....	36
Figura 3.21 – Sistema de Instalação Solar Fotovoltaica Autónoma .....	37
Figura 4.1 – Atlas Europeu do Vento à cota 50 metros .....	39
Figura 4.2 – Mapa de intensidade de vento para 50 metros de altura.....	40
Figura 4.3 – Aerogerador de eixo horizontal .....	41
Figura 4.4 – Turbina eólica do tipo Darrieus.....	41
Figura 4.5 – Turbina eólica do tipo Savonius.....	41
Figura 4.6 – Turbina eólica de rotor em H .....	42
Figura 4.7 – Diagrama de blocos do sistema convencional microeólico.....	42
Figura 4.8 – Esquema simplificado do sistema convencional microeólico .....	43
Figura 4.9 – Aerogerador de três pás de tipologia microeólico .....	43
Figura 4.10 – Pás de aerogeradores de tipologia microeólico de alumínio (esquerda), de madeira (centro) e de ABS (direita) .....	44
Figura 4.11 – Curva de $C_p$ em função velocidade específica ( $\lambda$ ) .....	46
Figura 4.12 – Curva de potência e de energia do aerogerador do modelo de ENAIR E70 PRO.....	47
Figura 4.13 – Esquema de um sistema microeólico interligado autónomo .....	49
Figura 4.14 – Funcionamento de carga de derivação .....	49
Figura 5.1 – Fotografia da habitação unifamiliar em estudo .....	51
Figura 5.2 – Caldeira a gasóleo .....	53
Figura 5.3 – Ventiloinvectores para aquecimento e arrefecimento ambiente. a) Modelo médio; b) Modelo grande .....	54
Figura 5.4 – Radiador toalheiro.....	55
Figura 5.5 – Chiller .....	55
Figura 5.6 – Termoacumulador .....	56
Figura 5.7 – Perfil consumos mensais de energia elétrica do ano 2017 e 2018 (em kWh/mês) .....	60
Figura 5.8 – DDC diários médios dos meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril de 2018 .....	61
Figura 5.9 – DDC diários médios dos meses de Maio, Junho e Julho de 2018 .....	61
Figura 5.10 – DDC diários médios dos meses de Agosto, Setembro e Outubro de 2018.....	62
Figura 5.11 – DDC diários médios dos meses de Outubro, Novembro e Dezembro de 2018.....	62
Figura 5.12 – Potência ativa mensal ano 2017 e 2018.....	63
Figura 5.13 – Orientação e inclinação dos módulos.....	66
Figura 5.14 – Módulo FV Jinko Solar JKM270PP-60 .....	67
Figura 5.15 – Temperatura ambiente do local .....	70
Figura 5.16 – Média de temperatura, e precipitação para o local de Abrantes .....	70
Figura 5.17 – Configuração de fileiras para o sistema (por inversor).....	71
Figura 5.18 – Sistemas de baterias modulares “Battery box” .....	73

Figura 5.19 – Sistema FV de 4,05 kWp sem armazenamento .....	74
Figura 5.20 – Sistema FV de 4,05 kWp com armazenamento.....	75
Figura 5.21 – Resultados energéticos anuais por potência FV a instalar.....	76
Figura 5.22 – Resultados da simulação para a potência 4,05 kWp.....	77
Figura 5.23 – Rendimento energético para a potência FV de 4,05 kWp: a) Dia de pior rendimento; b) Dia médio; c) Dia de melhor rendimento .....	77
Figura 5.24 – Resultados energéticos anuais com armazenamento .....	78
Figura 5.25 – Resultados da simulação para a potência 4,05 kWp com bateria .....	79
Figura 5.26 – Comparação da energia do sistema FV (4,05 kWp) autoconsumida com e sem baterias: a) e b) Dia médio; c) e d) Dia de melhor rendimento - <i>SMA-Sunny Design</i> .....	79
Figura 5.27 – Distribuição da direção do vento para o local da vivenda.....	81
Figura 5.28 – Histograma dos valores da velocidade do vento para o local da vivenda.....	82
Figura 5.29 – Turbina microeólica ENAIR E70PRO .....	82
Figura 5.30 – Localidade de vivenda.....	83
Figura 5.31 – Característica da turbina ENAR modelo E70 PRO .....	84
Figura 5.32 – Representação esquemática da instalação .....	85
Figura 6.1 – Rendimento energético para a potência FV de 4,59 kWp com armazenamento: a) Dia de pior rendimento; b) Dia médio; c) Dia de melhor rendimento – <i>SMA-Sunny Design</i> .....	95

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Evolução de produção de energia de FER em Portugal.....	10
Tabela 2.2 – Evolução de potência instalada de FER em Portugal.....	11
Tabela 3.1 – Rendimento dos diferentes tipos de células fotovoltaicas.....	20
Tabela 3.2 – Comparação entre os tipos de baterias.....	30
Tabela 4.1 – Variação da densidade do ar com a temperatura.....	45
Tabela 5.1 – Dados dos principais equipamentos elétricos da vivenda.....	53
Tabela 5.2 – Características da caldeira a gásóleo.....	54
Tabela 5.3 – Características dos ventiloconvectores .....	54
Tabela 5.4 – Características de chiller.....	56
Tabela 5.5 – Características do termoacumulador para AQS .....	56
Tabela 5.6 – Dados do contrato de eletricidade instalação .....	57
Tabela 5.7 – Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT.....	58
Tabela 5.8 – Consumos anual, mensal e médio diário de energia elétrica do ano 2017.....	59
Tabela 5.9 – Consumos anual, mensal e médio diário de energia elétrica do ano 2018.....	59
Tabela 5.10 – Dados de referentes à produção de um sistema fotovoltaico para Abrantes .....	65
Tabela 5.11 – Característica do módulo FV .....	68
Tabela 5.12 – Características dos inversores selecionados para o projeto.....	68
Tabela 5.13 – Verificação das potências dos inversores .....	69
Tabela 5.14 – Dados das 9 soluções de potência FV simuladas .....	69
Tabela 5.15 – Dados da configuração das fileiras de ligação ao inversor .....	71
Tabela 5.16 – Características dos inversores com carregadores selecionados para o projeto .....	72
Tabela 5.17 – Características das baterias selecionados para o projeto.....	73
Tabela 5.18 – Dados das 9 soluções de potência FV com armazenamento.....	73
Tabela 5.19 – Dados energéticos dos 9 níveis de potência FV estudados sem armazenamento.....	75
Tabela 5.20 – Dados energéticos dos 9 níveis de potência FV estudados com armazenamento .....	78
Tabela 5.21 – Dados de velocidade do vento e temperatura do ar para localidade de Abrantes .....	80
Tabela 5.22 – Dados de velocidade do vento para o local da vivenda a 20 m de altura do solo .....	81
Tabela 5.23 – Características das turbinas.....	83
Tabela 5.24 – Velocidade médias do vento (a 20 metros de altura) e energia produzida pela turbina ENAIR E70PRO no local da vivenda.....	83
Tabela 5.25 – Características do retificador e controlador de tensão .....	84
Tabela 6.1 – Preços de equipamentos necessários de FV .....	89

Tabela 6.2 – Investimento dos sistemas FV sem armazenamento .....	90
Tabela 6.3 – Investimento dos sistemas FV com armazenamento .....	91
Tabela 6.4 – Preços dos equipamentos necessários ao sistema microeólico .....	91
Tabela 6.5 – Consumo de energia anual e respetiva tarifas por período horário .....	92
Tabela 6.6 – Taxa de variação anual da tarifa de eletricidade .....	93
Tabela 6.7 – Indicadores económicos dos sistemas FV sem armazenamento .....	93
Tabela 6.8 – Indicadores económicos dos sistemas FV com armazenamento .....	94
Tabela 6.9 – Receita acumulada com turbina ENAIR 70PRO .....	96
Tabela 6.10 – Resumo da análise económica do sistema microeólico .....	97
Tabela 6.11 – Resumo das soluções FV recomendadas .....	97

## SIMBOLOGIA

CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono [ppm]  
K1 – Perdas no sistema [%]  
K2 – Fator de correção de radiação solar [%]  
Kc – Perdas no cabo [%]  
Ppv – Potência gerador fotovoltaico [W]  
Pmáx – Potência máxima [W]  
Vm – Tensão de máxima potência [V]  
Im – Corrente de máxima potência [A]  
Voc ou Vac – Tensão circuito aberto [V]  
Isc ou Icc – Corrente curto-circuito [A]  
E - Energia produzida [Wh]  
t – Tempo Horas [h]  
I – Corrente [A]  
L - Comprimento [m]  
A - Área [m<sup>2</sup>]  
P- Potência [W]  
R- Resistência [ $\Omega$ ]  
S - Secção transversal do cabo [mm<sup>2</sup>]  
T – Temperatura [°C]  
U – Tensão [V]  
u - Velocidade do vento [m/s]  
€ - Euro  
 $\beta$  - Ângulo de inclinação dos módulos [graus]  
 $\alpha$  - Ângulo de incidência do sol sobre os módulos [graus]  
% - Percentagem  
 $\rho$  - Massa volúmica [kg/m<sup>3</sup>]

## ABREVIATURAS

AC – Corrente Alternada

AQS – Água Quente Sanitária

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

CTS – Condições de Teste *Standard*

CFBE - Consumo Final Bruto de Energia

DC – Corrente Contínua

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EDP – Energias de Portugal

EE – Eficiência Energética

ENE 2020 – Estratégia Nacional para a Energia 2020

FER – Fontes de Energia Renovável

GEE - Gases com Efeito de Estufa

IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado

MPPT – Procura de Ponto de Potência Máxima

MT – Média Tensão

PANER – Plano de Ação Nacional de Energias Renováveis

FV ou PV– Fotovoltaico

UE – União Europeia

VAL – Valor Atual Líquido

TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

## **CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO**

O Mestrado em Engenharia Mecânica no Instituto Superior de Engenharia de Coimbra é constituído por um curso de especialização com a duração de um ano letivo e no 2ºano o aluno deve realizar uma dissertação, um projeto ou estágio curricular de natureza profissional.

Em 2011 o aluno ingressou na licenciatura em Engenharia Industrial no IPCB. Foi o gosto pelas energias renováveis que o levou em 2016 a querer aprofundar os conhecimentos na área da produção de energia elétrica, através de fontes primárias como o sol, o vento e a água, pelo que se inscreveu neste Mestrado.

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento da energia solar fotovoltaica e da energia eólica. Apresenta-se ainda a motivação para a elaboração deste trabalho e os principais objetivos do trabalho, bem como a organização geral do documento.

### **1.1. Motivação e Enquadramento do Projeto**

Com o crescimento da população mundial prevê-se que as necessidades energéticas aumentem ao longo do tempo. É impensável viver hoje em dia sem energia. Mas é possível fornecer energia através de fontes menos poluentes e exploradas de forma sustentável.

As fontes de energia mais utilizadas continuam a ser os combustíveis fósseis, recursos naturais limitados que são os principais responsáveis pela emissão de gases com efeito de estufa (GEE). Atualmente, a energia elétrica é obtida fundamentalmente por fontes de energia não renováveis, os combustíveis fósseis. Estes, além de serem finitos, caros e de possuírem impactes ambientais significativos, apresentam também problemas de fiabilidade de abastecimento e instabilidade de preços, principalmente devido à zona geográfica de exploração e às conjunturas das políticas internacionais (Soares e Silva, 2015). As emissões de GEE são o principal fator antropogénico das alterações climáticas, cujos impactes são já visíveis atualmente. Tendo em conta todos estes aspetos importa reverter esta realidade, tornando o seu consumo mais eficiente e substituindo-o gradualmente por Fontes de Energia Renováveis (FER).

O uso de FER é parte da solução para o combate às alterações climáticas e pode ser considerada como uma das soluções para a crise energética e económica. As fontes de energia renováveis são inesgotáveis ou podem ser repostas a curto ou médio prazo, espontaneamente ou por intervenção humana. As fontes de energia não renováveis são finitas ou a sua reposição pode demorar milhares de anos. Tem sido evidente o esforço que as comunidades mundiais têm feito para implementar soluções mais sustentáveis de produção de energia com recurso a energias renováveis. Da utilização deste tipo de fontes de energia resultam vários benefícios de natureza económica, social, estratégica e ambiental.

Portugal desde sempre apostou nas energias renováveis, no sentido de reduzir a sua dependência energética, visto que, o sistema energético sempre se baseou em combustíveis fósseis, que são na sua totalidade importados de outros países. Esta dependência energética



tem diminuído ao longo dos anos com a crescente penetração de fontes de energias renováveis na geração de energia global do país. Portugal estipulou o objetivo de diminuir a sua dependência energética de cerca de 85% para 74% em 2020. Para o efeito, e para cumprir os compromissos assumidos no contexto europeu para 2020, Portugal definiu como metas para 2020, o aumento da Eficiência Energética (EE) em 25% e uma contribuição de 31% das FER no consumo final bruto de energia, em que 60% da eletricidade produzida deve ser a partir de FER (ENE, 2010). A nova meta para a contribuição das FER para 2030 já foi definida e é de 47%, conforme o Plano Nacional de Energia e Clima para 2030 (PNEC,2018).

Sendo Portugal um dos países com maior exposição solar da Europa e com bons recursos de energia eólica, torna-se inevitável o aproveitamento dessa energia gratuita para a produção de energia, contribuindo assim para alcançar as metas anteriormente referidas. A energia produzida é 100% limpa (no local onde está a ser produzida) e reduz as emissões de gases que contribuem para o efeito de estufa. O investimento em energias renováveis contribui para a diminuição da dependência energética. Por este facto, e atendendo ao crescimento do aproveitamento da energia fotovoltaica e eólica no país nos últimos anos, tornou-se pertinente adquirir e consolidar conhecimentos nesta área. Neste seguimento, surge o presente projeto que consiste no dimensionamento de sistemas fotovoltaico e eólico para produção de energia elétrica para autoconsumo numa vivenda situada no local de Abrantes.

## 1.2. Objetivos do Projeto

O principal objetivo deste trabalho corresponde ao projeto de um sistema de produção de energia elétrica para uma vivenda já construída e totalmente equipada, recorrendo à energia solar e à energia eólica. O sistema pode não ser autónomo, uma vez que se pretende manter a ligação da vivenda à rede elétrica.

Para atingir este objetivo, torna-se necessário efetuar as seguintes tarefas:

- a) Pesquisa e análise crítica das tecnologias atualmente existentes no mercado das energias renováveis, nomeadamente nas áreas da energia fotovoltaica e da energia eólica;
- b) Efetuar o levantamento dos equipamentos instalados na vivenda e respetivas características,
- c) Analisar as faturas do fornecedor de energia elétrica para se poder quantificar os consumos de energia;
- d) Obter e analisar os diagramas de carga da instalação;
- e) Dimensionar os sistemas fotovoltaicos e eólicos para autoconsumo de energia (podendo-se apresentar várias soluções), recorrendo a programas específicos;
- f) Efetuar análise económica das soluções propostas;
- g) Identificar as melhores soluções propostas do ponto de vista técnico e económico.

### **1.3. Estrutura do Documento**

Este documento encontra-se estruturado em 7 capítulos. No presente capítulo 1 faz-se uma introdução ao tema, apresenta-se a motivação e o enquadramento bem como os objetivos do trabalho.

No capítulo 2 é abordado o tema das energias renováveis, onde é feita uma contextualização mundial e são apresentados dados referentes à potência instalada e energia produzida no Mundo e em Portugal. São ainda apresentados os principais impactos da produção de energia renovável em Portugal, onde se destacam o macroeconómico e social, o ambiental e a redução da dependência energética.

No Capítulo 3 aborda-se o panorama atual da produção fotovoltaica, fundamentos e constituintes da mesma, desde a unidade mais pequena, a célula, até aos painéis fotovoltaicos e tecnologias de armazenamento. São abordados também os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes para produção de eletricidade em pequena escala, de acordo com a legislação em vigor.

No Capítulo 4 aborda-se o panorama atual da produção eólica, fundamentos e constituintes da mesma, desde a unidade pequena e média, a turbina eólica, até aos aerogeradores e tecnologias de armazenamento.

No Capítulo 5 inicia-se o corpo principal do trabalho, onde é apresentado o caso de estudo, nomeadamente, o levantamento dos equipamentos instalados na vivenda e respetivas características; análise das faturas do fornecedor de energia elétrica; análise dos diagramas de carga da instalação; dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e eólicos e seleção dos principais componentes dos sistemas.

No Capítulo 6 é apresentada a avaliação económica das soluções de geração local propostas para autoconsumo.

Finalmente, no Capítulo 7, são expostas as conclusões do trabalho desenvolvido e sugestões de trabalhos futuros a realizar no âmbito desta temática.

## CAPÍTULO 2 – Energias Renováveis

Num mundo, onde atualmente existe uma maior consciencialização da problemática das alterações climáticas, essencialmente devido à emissão de Gases de Efeito de Estufa (GEE) proveniente da queima de combustíveis fósseis, é importante sensibilizar e motivar as pessoas para o uso de Fontes de Energias Renováveis (FER) e para a utilização racional de energia.

Nos últimos anos tem sido notório o investimento feito pelos governos e organizações mundiais na promoção da energia gerada a partir de recursos naturais e da Eficiência Energética (EE). Esta aposta, tem como principal finalidade reduzir as emissões de GEE de forma a travar o aumento da temperatura global do planeta, que trará consequências muito adversas a nível mundial.

### 2.1. Contextualização Mundial

A limitação de recursos energéticos de origem fóssil, os problemas ambientais que advém da utilização de energia e o crescente aumento do consumo global de energia, que tem aumentado cerca de 1,8% ao ano (Santos, 2015) especialmente impulsionado pelo aumento de consumos energéticos nos países em desenvolvimento, são umas das principais razões para a necessidade de utilização de FER em maior escala.

Numa perspetiva futura, vários países, como a China, o México e os Estados Unidos, bem como os países da União Europeia anunciaram compromissos relativos às alterações climáticas, que fazem prever futuros investimentos nas FER e na EE. Estes investimentos, para além de contribuírem para a minimização das alterações climáticas, contribuem também para a criação de novas oportunidades e desenvolvimento a nível económico.

Em reconhecimento da importância da EE e das FER para um desenvolvimento sustentável, a Assembleia Geral das Nações Unidas declarou o ano de 2017 como o primeiro de uma década de Energia Sustentável para Todos (SE4ALL – *Sustainable Energy for All, na designação anglo-saxónica*). O projeto SE4ALL pretende duplicar a quota das FER na totalidade da energia mundial de um valor base de 18% registado em 2010 para um valor de 36% em 2030 (REN21, 2018).

Em Novembro de 2017, um grupo de 27 governos nacionais, provinciais, estaduais e municipais lançou o *Powering Past Coal Alliance*, comprometendo-se a eliminar gradualmente o poder do carvão até 2030. No início de 2018, a adesão havia ultrapassado 60 participantes (REN21, 2018).

Embora esses desenvolvimentos sejam promissores, o setor das renováveis e o setor energético em geral enfrentam vários desafios. O forte crescimento económico global levou a um aumento da procura de energia em cerca de 2,1%, em 2017, mais do dobro do aumento médio verificado nos cinco anos anteriores. As emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) relacionadas com a energia aumentaram em cerca de 1,4%, em 2017. Em alguns casos, as jurisdições que se afastaram do carvão mudaram para o gás natural e não para as renováveis (REN21, 2018).

Estima-se que, em 2016, a energia renovável correspondeu a cerca de 18,2% do consumo mundial de energia, conforme se pode observar na Figura 2.1. Desta quota total, a biomassa tradicional, usada principalmente para cozinhar e aquecer áreas remotas e rurais dos países em desenvolvimento, foi de cerca de 7,8%, enquanto as restantes formas de aproveitamento de energia renovável corresponderam a 10,4%. A energia renovável é usada cada vez mais em quatro mercados distintos: geração de energia elétrica, aquecimento, refrigeração e transporte. Em 2016, a energia produzida a partir de centrais hidroelétricas correspondeu a cerca de 3,7% do consumo final de energia, enquanto a energia elétrica produzida pelas restantes FER (eólica, solar, biomassa e geotérmica) foi de 1,7%. Cerca de 4,1% do consumo global de energia correspondeu à quota de energia térmica produzida a partir das FER. Os biocombustíveis usados no setor dos transportes corresponderam a cerca de 0,9% do consumo global (REN21, 2018).

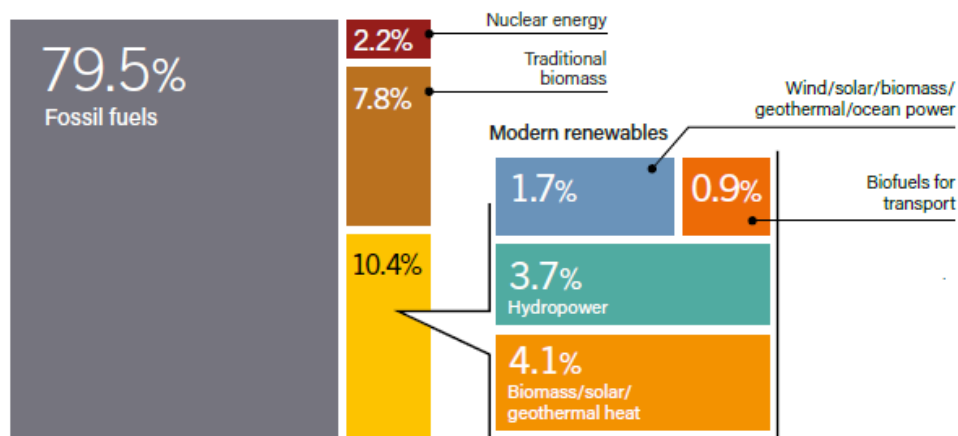


Figura 2.1 – Quota de energia renováveis no consumo mundial de energia, em 2016 (REN21, 2018).

Em 2015, as energias renováveis tiveram uma grande expansão em termos de capacidade instalada e de energia produzida. Relativamente às energias renováveis usadas no setor do aquecimento, a capacidade instalada aumentou a um ritmo constante. A produção de biocombustíveis aumentou pelo segundo ano consecutivo, após o abrandamento verificado em 2009. O crescimento mais rápido e maior em termos de capacidade instalada ocorreu no setor da energia elétrica de origem renovável, sendo a energia fotovoltaica e eólica um exemplo claro desse crescimento, conforme se pode observar na Figura 2.2 (TFEC – *Total Final Energy Consumption*) (REN21, 2018).

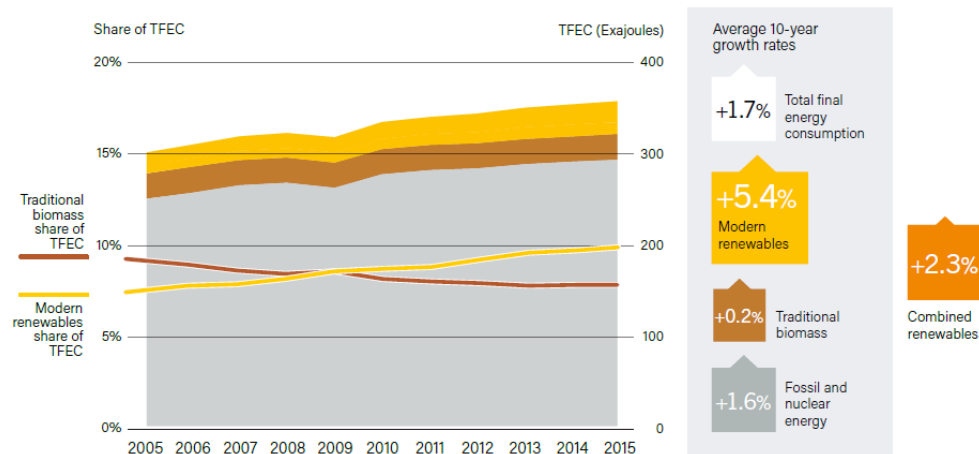


Figura 2.2 – Taxas de crescimento médias anuais de capacidade de produção de energia renovável e biocombustíveis (Final de 2005 – 2015) (REN21, 2018).

Os principais decisores políticos têm-se centrado predominantemente no setor de energia elétrica, dando menos ênfase ao aquecimento, arrefecimento e aos biocombustíveis. Esta é uma tendência que tem ajudado a moldar a panorama mundial atual (REN21, 2018). Este fator é sustentado pela diminuição dos custos de instalação de energias renováveis. Em muitos países as energias renováveis têm um preço competitivo em comparação com fontes de energia convencional não renováveis.

### 2.1.1. Energias Renováveis na Produção de Eletricidade

A potência instalada e a produção de energia elétrica através de FER têm vindo a crescer significativamente em todo o mundo. Nos últimos anos, o crescimento mais significativo ocorreu no setor da produção de energia elétrica, atingindo uma potência instalada mundial de cerca de 2195 GW no final do ano de 2017. As FER para produção de energia elétrica tiveram o maior aumento anual em 2017, com uma potência instalada nesse ano de 178 GW em todo o mundo.

A capacidade total de energia renovável para produção de eletricidade mais do que duplicou na década de 2007-2017. A capacidade das energias renováveis não hidroelétricas aumentou mais de seis vezes nesse mesmo período, como apresentado na Figura 2.3 (REN21, 2018).

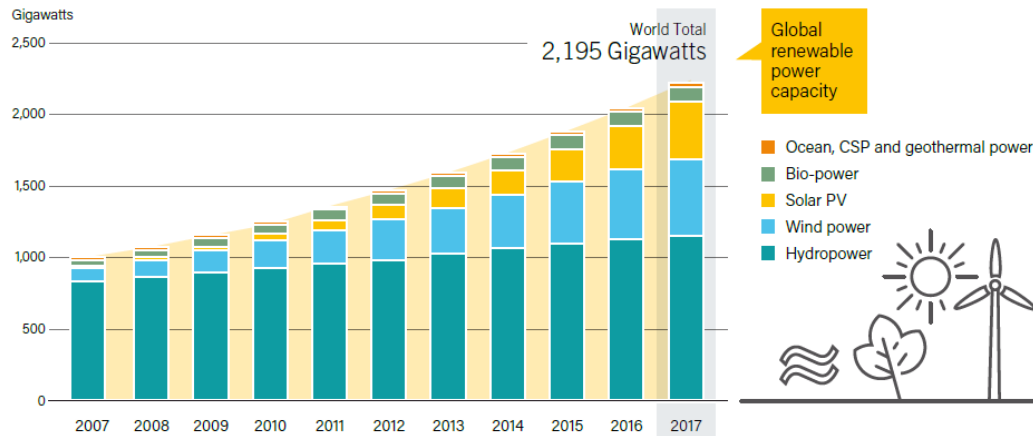


Figura 2.3 – Capacidade de produção de energia elétrica mundial total de energia renovável em 2007 - 2017 (REN21, 2018).

A capacidade de energia renovável instalada de 2195 GW produziu cerca de 26,5% da eletricidade mundial consumida em 2017, com a energia hidroelétrica a fornecer cerca de 16,4%, conforme se pode observar na Figura 2.4.

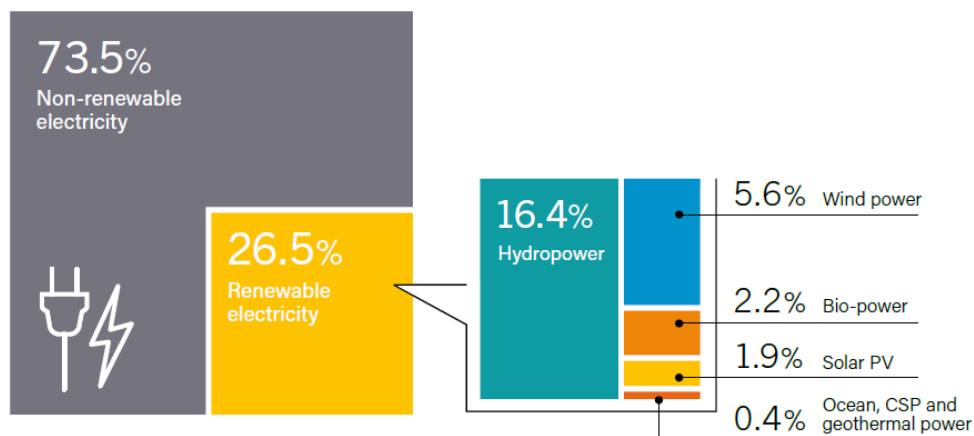


Figura 2.4 – Quota de energia renovável na produção elétrica mundial de energia, em 2017 (REN21, 2018).

O país com mais potência de origem renovável instalada no final de 2017 foi a China, seguido dos Estados Unidos, Brasil, Alemanha e Índia. A China tem quase 30% da capacidade de energia renovável instalada do mundo, totalizando aproximadamente 647 GW com uma contribuição de 313 GW de potência hidroelétrica instalada (REN21, 2018). Considerando as FER para produção de eletricidade, excluindo a hidroeletricidade, os países com maior capacidade instalada são a China, os Estados Unidos e Alemanha seguidos da Índia, Japão e Reino Unido, conforme apresentado na Figura 2.5.

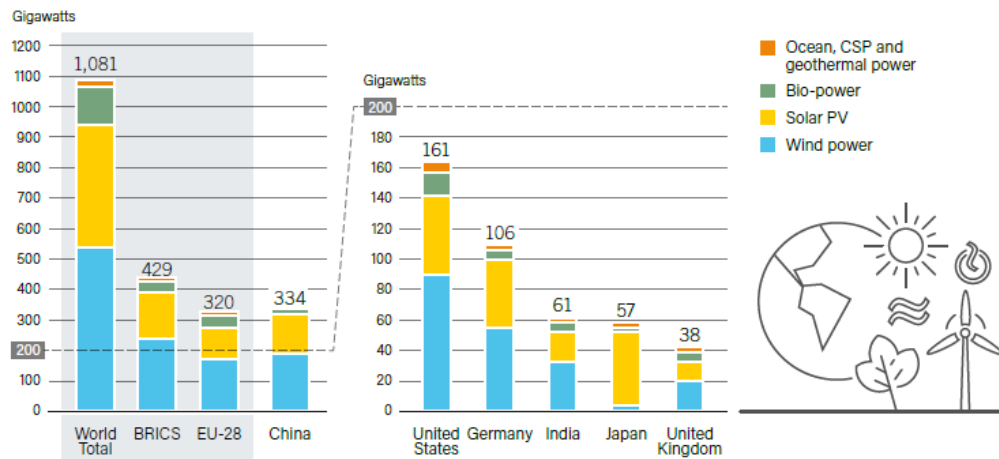


Figura 2.5 – Capacidade de energia renovável mundial excluindo a hidroelétrica, em 2017 (REN21, 2018).

Em 2017, cerca de 17 países geraram mais de 90% da sua eletricidade com base nas FER. Na maioria dos casos a contribuição foi essencialmente de energia hidroelétrica, mas em três deles (Uruguai, Costa Rica e Etiópia) houve também uma contribuição significativa de energia eólica.

Na Figura 2.6 são apresentados os países com maior capacidade de FER variável instalada, que correspondem à energia solar fotovoltaica e à energia eólica. Estas FER são variáveis ou intermitentes, visto que a produção de eletricidade depende da existência de sol e de vento. A Dinamarca é o país com maior contribuição de energia eólica na produção de eletricidade, cerca de 53% da energia elétrica total produzida. Portugal está em quarto lugar em termos da quota de eletricidade produzida a partir de eólica, se incluirmos a solar fotovoltaica ocupa o quinto lugar.

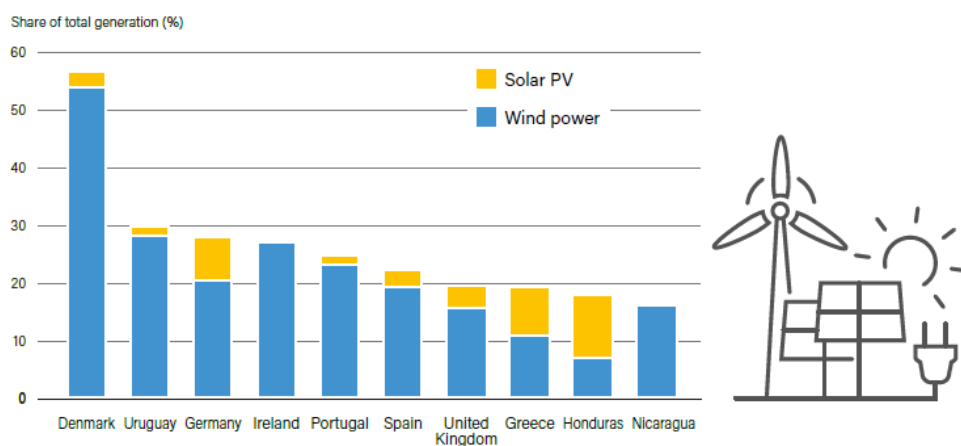


Figura 2.6 – Quota de Geração de Eletricidade a partir de Energia Renovável Variável, em 2017 (REN21, 2018).

## 2.2. Energias Renováveis em Portugal

Portugal caracteriza-se como sendo um país com grande dependência energética, importando grande parte de energia que consome do exterior, nomeadamente os combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural). Esta dependência energética tem diminuído ao longo dos anos com a crescente penetração de FER na geração de energia global do país. Pode-se assim afirmar que o setor das energias renováveis assume atualmente uma posição de extrema importância, resultante da expressão que os decisores políticos têm vindo a implementar no panorama energético nacional, para fazer face ao problema da dependência energética e das alterações climáticas.

Enquanto país da UE, Portugal também tem metas de redução de GEE, de aumento de eficiência energética e de penetração das FER no consumo final de energia. As metas estipuladas para Portugal em termos de FER para 2020 são de 31% no Consumo Final Bruto de Energia (CFBE) e de 60% na produção total de eletricidade. Na Figura 2.7 é apresentada a evolução ao longo dos anos da contribuição das FER no Consumo Final Bruto de Energia.

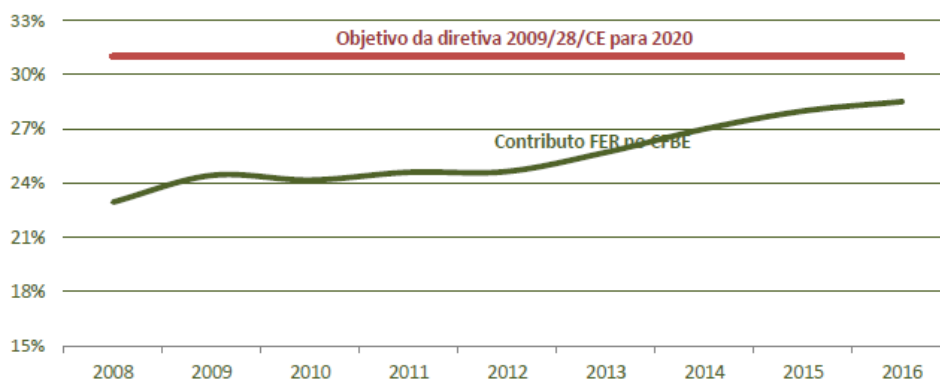


Figura 2.7 – Contribuição das FER no Consumo Final Bruto de Energia (DGE, 2018)

Pela análise da Figura 2.7 pode-se afirmar que o contributo das FER tem aumentado ao longo dos anos fruto da aplicação de um conjunto de medidas que visam a promoção das FER, de forma a atingir as metas estipuladas para Portugal para 2020 e para 2030. Segundo o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC), a meta proposta por Portugal para 2030 é de 47% de FER no consumo final de energia (PNEC,2018). O PNEC é um instrumento de política nacional que define as linhas estratégicas para a próxima década rumo à neutralidade carbónica a atingir em 2050, indo ao encontro dos novos compromissos assumidos pela UE.

Em 2016, as FER corresponderam a cerca de 28,5% do consumo final de energia (Figura 2.7) e a cerca de 54% da eletricidade total produzida. Os valores de FER correspondentes à contribuição de energia hidroelétrica e eólica são valores normalizados segundo a Diretiva das FER 2009/28/CE. Esta normalização atenua as grandes oscilações que se verificam de ano para ano neste tipo de produção de energia elétrica. No ano de 2016 a contribuição real das FER foi superior, foi de 31% do consumo final de energia e de 62% da eletricidade total produzida. No entanto em 2017, a contribuição real foi inferior, foi de 25% do consumo final



de energia e de 44% da eletricidade total produzida (DGE, 2018). Daí a necessidade de o valor da contribuição das FER ter que ser normalizado.

Na Tabela 2.1 é apresentada a evolução da contribuição das várias FER para a produção de eletricidade entre 2009 e 2017, assim como os valores de produção de eletricidade normalizado para o caso da energia eólica e hidroelétrica.

Tabela 2.1 – Evolução de produção de energia elétrica de FER em Portugal (DGEG, 2018).

(GWh)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hídrica	9 009	16 547	12 114	6 660	14 868	16 412	9 800	16 916	7 492
Hídrica normalizada	10 978	11 478	12 187	11 587	11 333	11 860	12 074	12 627	12 397
Eólica	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 608	12 474	12 253
Eólica normalizada	7 003	8 401	9 492	10 361	11 135	11 791	12 002	12 513	12 749
Biomassa	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 578	2 518	2 481	2 571
RSU Fração renovável	290	289	296	245	286	240	292	305	320
Biogás	83	100	161	210	250	278	294	285	287
Geotérmica	184	197	210	146	197	205	204	172	217
Fotovoltaica	160	215	282	393	479	627	799	871	968
Total Renovável	19 016	28 754	24 692	20 411	30 610	32 453	25 514	33 503	24 108
Total FER normalizado	20 411	22 905	25 094	25 438	26 195	27 580	28 184	29 253	29 508
% de FER (Real)	35%	51,1%	45,1%	38,2%	57,4%	61,4%	47,6%	62%	43,9%
% de FER (Diretiva)	37,6%	40,6%	45,8%	47,6%	49,1%	52,2%	52,6%	54,2%	53,7%

Pode-se afirmar pelos dados apresentados na Tabela 2.1 que a fonte de energia que tem aumentado mais a sua contribuição para a produção de eletricidade é a energia eólica. Para se poder estabelecer uma comparação é mais fácil utilizar os valores normalizados. A energia hídrica evolui de cerca de 11000 GWh produzidos, em 2009, para cerca de 12400 GWh em 2017. A energia eólica evolui de cerca de 7600 GWh produzidos, em 2009, para cerca de 12200 GWh em 2017. Este aumento deve-se essencialmente a um maior aumento da capacidade eólica instalada, que foi cerca de 50%, neste período. A energia Solar representa pouca produção em termos absolutos, mas em termos relativos tem apresentado um grande crescimento nos últimos anos. A potência Solar Fotovoltaica quadruplicou durante o período 2009-2017 (Tabela 2.2). A energia hidroelétrica, embora seja a que represente uma maior capacidade instalada, nos anos mais secos, a sua produção foi inferior à da energia eólica, considerando os valores reais.

A Tabela 2.2 apresenta a evolução da potência instalada de FER. Em 2017, estavam instalados 13776 MW de potência de fonte energia renovável, sendo as principais contribuições, a hídrica com 7101 MW e a eólica com 5313 MW.

Tabela 2.2 – Evolução de potência instalada de FER em Portugal (DGEG, 2018).

(MW)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hídrica total	4 883	4 896	5 330	5 537	5 533	5 570	6 053	6 834	7 101
Grande hídrica >30MW)	4 234	4 234	4 666	4 877	4 877	4 916	5 389	6 169	6 432
PCH (>10 e ≤30 MW)	279	279	279	257	257	254	255	254	254
PCH (≤10 MW)	369	383	385	403	399	400	409	410	414
Eólica	3 564	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 034	5 313	5 313
Biomassa	408	592	575	564	564	539	552	564	564
RSU	86	86	86	86	86	86	89	89	89
Biogás	24	31	51	62	67	81	85	89	91
Geotérmica	29	29	29	29	29	29	29	29	34
Fotovoltaica	110	134	175	244	299	419	454	520	584
Total Renovável	9 104	9 682	10 624	11 053	11 309	11 677	12 295	13 438	13 776

A Figura 2.8 apresenta a contribuição das várias fontes de energia (renováveis e não renováveis) para a produção de eletricidade em Portugal, segundo os dados apresentados no Boletim das Energias Renováveis de dezembro 2018 emitido pela Associação de Energias Renováveis (APREN, 2018).

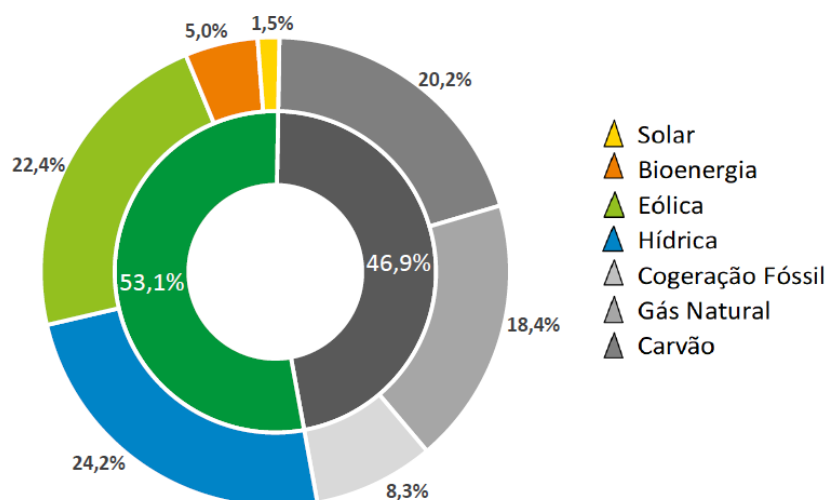


Figura 2.8 – Repartição das fontes na produção de eletricidade em Portugal Continental, 2018. (APREN, 2018).

Em 2018, cerca de 47% da eletricidade produzida foi de origem fóssil enquanto os restantes 53% foi de origem renovável. As maiores contribuições para a produção de eletricidade de origem renovável foram a energia hidroelétrica (24%) e a eólica (22%).

O regime legal que serviu de suporte à produção de energia elétrica com base em renováveis, foi estabelecido no DL 189/88 de 27 de Maio e posteriormente no DL 168/99 de 18 de Maio. Posteriormente foi aprovado o DL 339-C/2001 de 29 de Dezembro, que fez uma diferenciação do prémio atribuído consoante a tecnologia, dando principal destaque à energia das ondas e à energia fotovoltaica, na altura.

Depois foi aprovado o DL n° 225/2007, onde foram acrescentados critérios de remuneração diferenciados a outras tecnologias renováveis ainda não referenciadas, tais como: Solar termoeletrico, biogás, para além do gás de aterro e centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios (Residencial, comercial, serviços ou industria).

A microprodução de eletricidade, como atividade de produção de eletricidade em baixa tensão com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública, foi regulada pelo DL n.º 68/2002. Passados mais de cinco anos desde a entrada em vigor deste DL, o número de sistemas de microgeração de eletricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não tinha atingido uma expressão significativa. Foi a partir de 2007 com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 363/2007 que os sistemas de microgeração começaram a ser instalados com alguma expressão. Este DL veio simplificar significativamente o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo. Foi definido um regime bonificado de venda de energia elétrica à rede, para unidades de microprodução residenciais a partir de FER até um máximo de 3,68 kW de potência instalada. Este DL foi posteriormente substituído pelo DL 118 A – 2010.

Em 2011, foi introduzido o conceito de miniprodução com o DL 34/2011 que já permitia um valor superior de potência instalada (até 250 kW) e abrangia outras instalações. Para além da venda à rede o miniprodutor podia autoconsumir a energia produzida. Em 2014, foi definido um novo enquadramento legal para pequena produção local que veio revogar os anteriores Decretos-lei da microgeração (DL 363/2007) e miniprodução (DL 34/2011). O DL 153/2014, que ainda está atualmente em vigor, veio definir dois regimes possíveis, as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e as Unidades de Pequena Produção (UPP). A principal diferença entre elas é que na UPAC toda a energia produzida é para autoconsumo e na UPP toda a energia produzida é vendida à rede e tem de ser de origem renovável.

Esta legislação que foi introduzindo regimes bonificados de venda de energia à rede, para pequenas instalações, foi a principal impulsionadora deste mercado em pequena escala. Embora, o preço de energia de venda à rede atualmente já não seja tão apelativo, houve uma grande dinamização do mercado, levando a que o preço da tecnologia FV baixasse substancialmente.

Na Figura 2.9 é apresentada a evolução da potência instalada por este tipo de instalações de produção local de energia de pequena escala. Os valores de UPAC e UPP instaladas só passaram a ser expressivos a partir de 2016. Pode-se verificar que a partir de 2015, ano seguinte à entrada em vigor do novo DL, a potência de micro e miniprodução manteve-se constante. De realçar que cerca de 99% das instalações de pequena produção são unidades de produção fotovoltaica. Existe algumas instalações hídricas, eólicas e de biogás, mas são muito pouco expressivas.

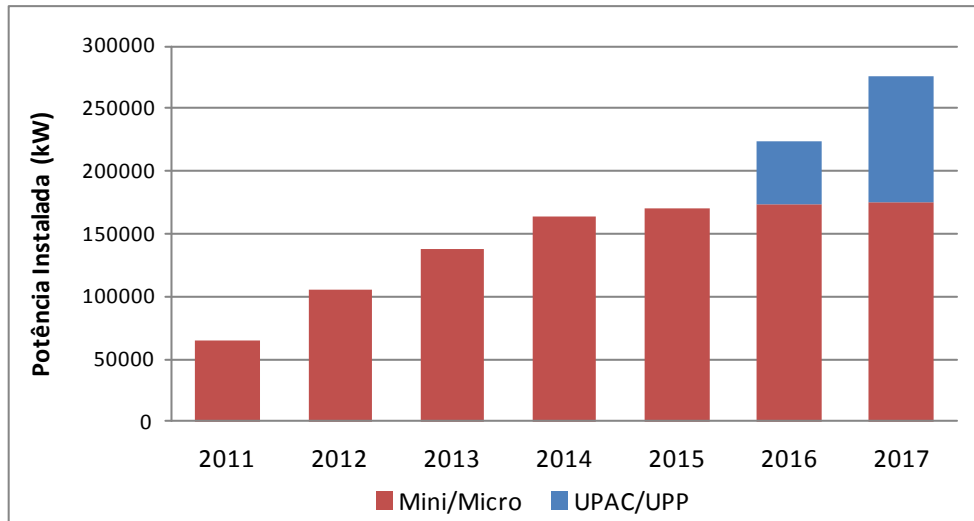


Figura 2.9 – Evolução da potência instalada de instalações de pequena escala com base nas FER (DGEG, 2018).

Pode-se concluir que, ao longo da última década, as energias renováveis têm assumido um papel cada vez mais importante na economia, este setor continua a demonstrar um forte crescimento a nível mundial e Portugal tem sido um bom exemplo disso. A aposta nas energias renováveis é uma das formas de reduzir da dependência energética do país e contribui para o aumento da concorrência na geração de eletricidade. Torna-se importante referir que o investimento em energias renováveis promove a criação de emprego especializado e contribui para a implementação de um modelo de produção distribuída, que aproxima a produção de energia elétrica às instalações de consumo, incentivando desta forma os consumidores a produzirem a sua própria energia.

## CAPÍTULO 3 – Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar assume um papel preponderante e revolucionário na evolução do setor energético. Permite uma produção descentralizada, levando a diminuição de perdas na rede de transporte de energia elétrica, contribui para a diminuição da dependência de recursos fósseis, tem menor impacto ambiental, e é atualmente economicamente competitiva e tem baixo custo de manutenção e intervenção.

Este capítulo pretende fazer uma revisão sobre os principais assuntos relacionados com a tecnologia solar fotovoltaica, nomeadamente, a radiação solar, as principais tecnologias fotovoltaicas existentes no mercado, os vários equipamentos necessários a uma instalação solar fotovoltaica, assim como as tipologias possíveis para produção local de eletricidade solar fotovoltaica segundo a legislação em vigor.

### 3.1. A Radiação Solar

A radiação solar é uma fonte inesgotável de energia. Em cada ano, a energia irradiada no mundo é cerca de 5 mil vezes superior ao consumo de energia a nível mundial. A radiação solar recebida num local depende essencialmente da radiação incidente e da respetiva estação do ano. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. No fundo, o sol pode ser visto como um gigantesco reator de fusão.

A distância entre o Sol e a Terra não é constante contribuindo para que a irradiação solar  $H_i$  (kWh/m<sup>2</sup>), apresente diferentes valores ao longo do ano. A distância entre o Sol e a Terra oscila entre  $1,47 \times 10^8$  km e  $1,52 \times 10^8$  km. Como consequência, a irradiância solar  $G$  (W/m<sup>2</sup>) fora da atmosfera terrestre varia entre 1350 W/m<sup>2</sup> e 1420 W/m<sup>2</sup> tendo um valor médio de  $G_0 = 1267$  W/m<sup>2</sup>, assumindo que o sol irradia sempre à mesma intensidade. A irradiância que atinge a superfície terrestre, num dia de boas condições climatéricas ao meio dia, ronda os 1000 W/m<sup>2</sup>, independentemente da localização. Ao adicionar a quantidade total de radiação solar que incide na superfície terrestre durante um ano, obtém-se a irradiação global anual média, expressa em kWh/m<sup>2</sup> (GREENPRO, 2004).

A Figura 3.1 mostra a distribuição da irradiação solar anual e a utilização anual da potência-pico ( $P_p$ ) para Portugal continental, com painéis colocados na horizontal, Figura 3.1 a), e para uma inclinação ótima Figura 3.1 b). Define-se potência-pico ( $P_p$ ) como sendo a potência máxima em corrente contínua (CC) que um sistema fotovoltaico é capaz de gerar sob as condições de teste STC (*Standart Test Conditions*), isto é, com irradiância incidente de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura da célula de 25°C, sendo expressa em Wp.

Verifica-se que a irradiação anual varia entre 1750 kWh/m<sup>2</sup> e 2050 kWh/m<sup>2</sup>, para inclinação ótima. Já para uma superfície horizontal, a irradiação global anual varia entre 1450 kWh/m<sup>2</sup> e 1800 kWh/m<sup>2</sup>. Analisando a Figura 3.1 b), verifica-se que na região Sul do país é comum a presença de valores da utilização anual da potência-pico superiores a 1500 horas, descendo para cerca de 1300 horas na região norte.

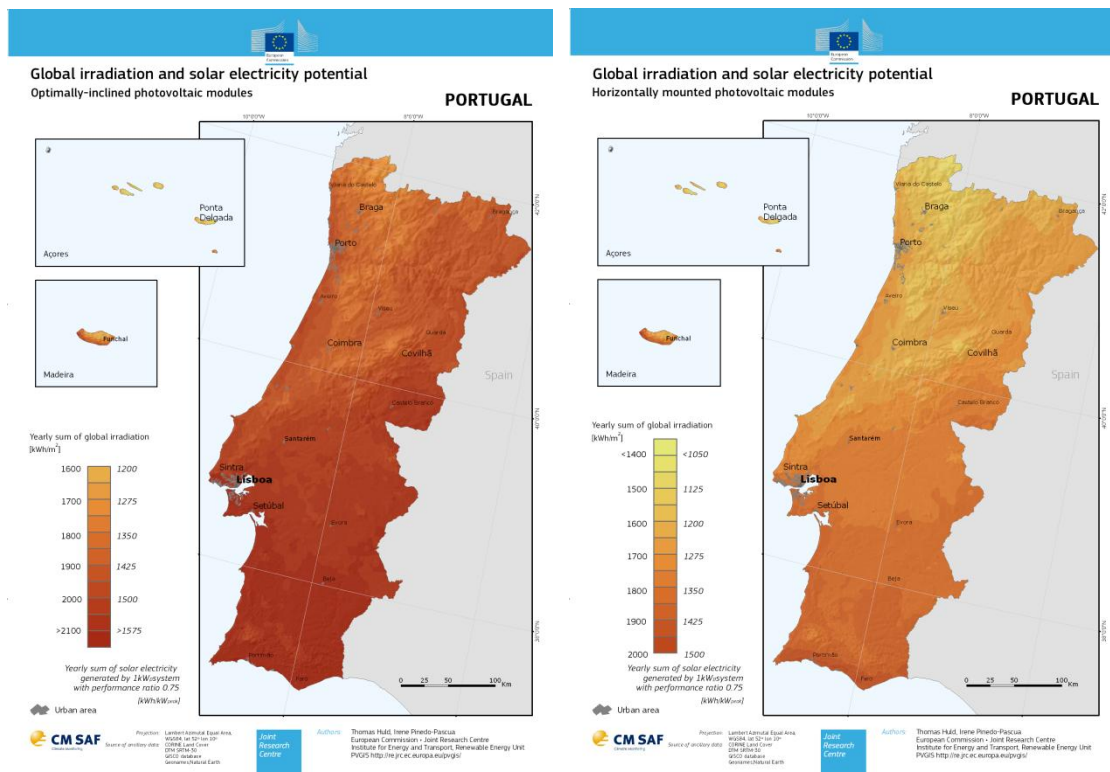


Figura 3.1 – a) Inclinação Ótima (esquerda) e b) Horizontal (direita), Irradiação global anual e utilização anual da potência-pico em Wp, em Portugal (EC, 2018).

A radiação solar é reduzida ao longo da atmosfera por fenómenos de reflexão, absorção e dispersão. Apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre pois a atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). O nível de radiação na superfície da Terra atinge um total aproximado de 1000 W/m<sup>2</sup> ao meio-dia, em boas condições climáticas no plano horizontal, independentemente da localização.



Figura 3.2 – Luz solar no seu percurso através da atmosfera (Pereira, 2015).

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fração direta e por uma fração difusa tal como apresentado na figura 3.2. A radiação direta vem segundo a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Por outro lado, a radiação difusa carece de direção específica (Freitas, 2008).

Os parâmetros orientação e inclinação de um painel fotovoltaico, são muito importantes porque visam maximizar os níveis de produção elétrica. No caso de Portugal, a orientação que maximiza a quantidade de radiação aproveitável coincide com o Sul geográfico, conforme se pode observar na figura 3.3.

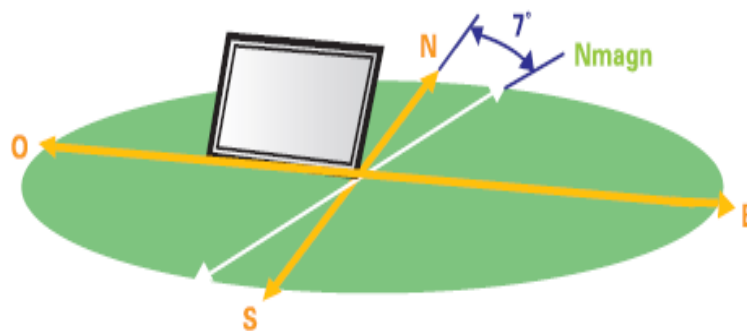


Figura 3.3 – Posição do painel solar (Pereira, 2015).

O ângulo entre o Norte magnético e o Norte geográfico é apenas de  $7^{\circ}W$  em Portugal continental (Pereira F., 2015). São admissíveis desvios até  $20^{\circ}$  para Este ou Oeste na orientação, o que se traduz numa redução até 5% na captação da radiação solar. Desvio para Leste corresponde a um avanço à captação (1 hora por cada  $15^{\circ}$ ) e o desvio para Oeste corresponde a um atraso à captação (1 hora por cada  $15^{\circ}$ ).

Existem diversos estudos que determinaram a inclinação ideal para maximizar a produção anual em Portugal continental por sistemas fotovoltaicos. Segundo esses estudos o ângulo é igual à latitude do local subtraída de  $5^{\circ}$  (Castro, 2011).

### 3.2. Células Fotovoltaicas

As células solares ou fotovoltaicas são os elementos responsáveis pela transformação da energia solar em energia elétrica. Estas células utilizam as propriedades dos materiais semicondutores, que na maioria dos casos é o Silício. O efeito fotovoltaico, que é a geração de eletricidade a partir da radiação solar, dá-se em materiais da natureza denominados semicondutores, que são materiais que conduzem eletricidade de forma mais efetiva que os isolantes e menos do que os condutores. Na Figura 3.4 está representada uma célula fotovoltaica (Pereira, 2015).

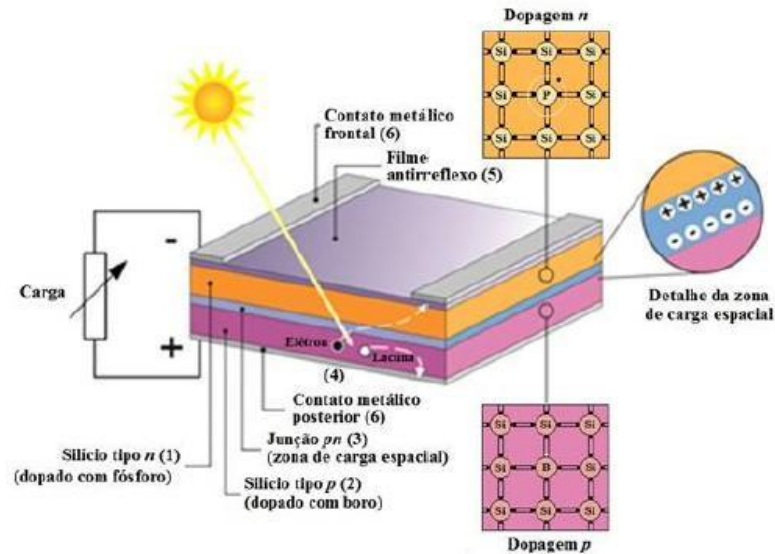


Figura 3.4 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica (Pereira, 2015).

Através do processo conhecido como dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada tipo *n*, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro.

Ao juntar as camadas *n* e *p* dos semicondutores impuros forma-se uma região de transição denominada junção *p-n*, onde é criado um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando uma célula solar é exposta à luz os fotões são absorvidos pelos eletrões. Assim, quando o fotão contém energia suficiente a ligação entre os eletrões é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo elétrico para a camada *n*. As lacunas criadas seguem para a camada *p*. Quando se ligam os terminais da célula a um circuito exterior que se fecha através de uma carga irá circular corrente elétrica. Se a célula não estiver ligado a nenhuma carga, é obtida a tensão em circuito aberto da célula solar (Castro, 2011).

O desenvolvimento tecnológico dos sistemas fotovoltaicos deu-se em grande parte baseado em células de silício, que constitui as tecnologias de 1ª geração. Mais recentemente, as tecnologias de filmes finos começaram a ganhar importância, devido ao seu processo de fabrico conduzir a uma redução significativa de matéria-prima, sendo esta tecnologia designada de 2ª geração. Na atualidade e ainda em fase de desenvolvimento encontra-se a tecnologia fotovoltaica de 3ª geração, que promete progressos consideráveis.

### 3.2.1. Células de 1ª Geração

A tecnologia fotovoltaica de 1ª geração composta pelas células de silício cristalino (Si) é a mais comum atualmente e domina o mercado com o *share* global de 87%. O silício não existe como elemento químico e é obtido através da separação do oxigénio não desejado do dióxido de silício (SiO<sub>2</sub>). O processo consiste em fundir areia sílica juntamente com pó de carvão, resultando silício metalúrgico com 98% de pureza. Para aplicação em eletrónica, 2% de



impureza revela-se um valor elevado, sendo o aceitável próximo de 0,001%. Para obter este nível de pureza o silício é submetido a um processo químico, podendo depois ser utilizado na produção de células fotovoltaicas (Castro, 2011).

De seguida são apresentadas as células fotovoltaicas de silício mais usadas em aplicações fotovoltaicas, fazendo uma breve descrição das respetivas técnicas de produção, eficiência e dimensões.

### 3.2.1.1. Células de Silício monocristalino

A célula de silício monocristalino (Figura 3.5) é historicamente a mais usada comercialmente como conversor fotelétrico, representando cerca de 35% do mercado (Castro, 2011). As principais características são (GREENPRO, 2004):

- Apresentam eficiência de 15 a 18%;
- Produção efetuada a partir do processo de *Czochralski*. Neste processo é obtido um cristal que depois será estriado de modo a produzir barras que serão cortadas em lâminas de 0,3 mm de espessura, formando pastilhas. Durante este processo, perde-se parte do silício em forma de pó de serragem;
- Podem ter um formato redondo, semiquadrado ou quadrado, dependendo da quantidade que é extraída do cristal único. As células redondas são as que provocam perdas menores, logo as que apresentam um preço mais reduzido, no entanto não são práticas a nível de disposição e gestão do espaço, sendo o seu uso evitado em módulos *standard*. São uma boa escolha quando se pretende obter algum grau de transparência, nomeadamente em sistemas solares domésticos;
- A dimensão das células é 10x10 cm<sup>2</sup>, ou 12,5x12,5 cm<sup>2</sup>, no caso das quadradas, ou diâmetro de 10, 12,5 ou 15 cm, no caso das redondas;
- Possuem uma espessura de 0,3 mm e uma estrutura homogénea. Quando munidas de camada antirreflexo as células apresentam uma cor na gama do azul-escuro para o preto. Sem antirreflexo, a cor das células é cinza.



Figura 3.5 – Célula Monocristalina (Solaranlage e Autosolar [Online]).

### 3.2.1.2. Células de Silício policristalino

O silício policristalino é menos eficiente que o monocristalino, contudo a produção é mais económica. O processo mais comum de produção é o de fundição de lingotes. As células de silício policristalino são as mais utilizadas no mercado e apresentam as seguintes características (GREENPRO, 2004).

- Eficiência de 13 a 16%, quando munidas de camada antirreflexo;
- A forma das células é quadrada e está disponível nas dimensões 10x10 cm<sup>2</sup>, 12,5x12,5 cm<sup>2</sup> e 15x15 cm<sup>2</sup>, com espessura de 0,3 mm;
- A cor é azul quando existe camada antirreflexo ou cinza prateada quando não existe a referida camada;
- Na sua estrutura verificam-se cristais com várias orientações, formados durante a fundição do bloco.

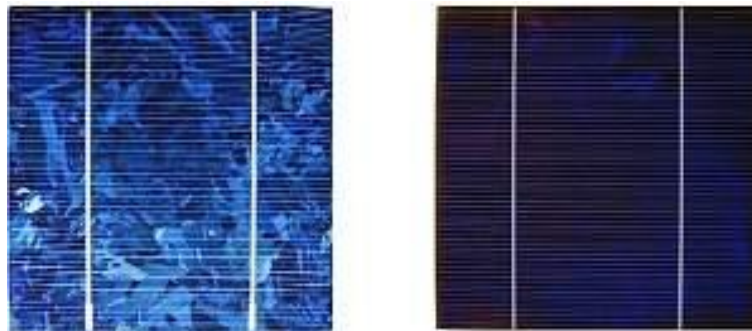


Figura 3.6 – Célula Policristalina (Inovacaotecnologica [Online]).

### 3.2.1.3. Células de Silício amorfo

O silício amorfo (a-Si) não tem estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais que, em princípio, impediriam a sua utilização em células fotovoltaicas, uma vez que aqueles defeitos potenciavam a recombinação dos pares eletrão - lacuna.

No entanto, se ao silício amorfo for adicionada uma pequena quantidade de hidrogénio, por um processo chamado hidrogenação, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. O silício amorfo absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino, pelo que é possível depositar uma fina película de silício amorfo sobre um substrato (metal, vidro, plástico). Este processo de fabrico é ainda mais barato do que o do silício policristalino.

As células de silício amorfo são as que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida o seu rendimento elétrico é o mais reduzido, de aproximadamente 6% a 8%. Esta tecnologia constituiu a transição entre as células de primeira e segundas gerações (GREENPRO, 2004).



Figura 3.7 – Célula Amorfa (Deltavolt [Online]).

#### 3.2.1.4. Comparação das Células de 1ª Geração

Relativamente ao rendimento de cada tipo de células, este pode ser comparado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Rendimento dos diferentes tipos de células fotovoltaicas (Pereira, 2015).

Tipo de Células	Eficiência da Célula (Laboratório)	Eficiência da Célula (Produção)	Eficiência da Célula (Produção em Série)
<b>Silício Monocristalino</b>	24,7%	18%	14%
<b>Silício Policristalino</b>	19,8%	16%	13%
<b>Silício Amorfo</b>	13%	8%	7,5%

Na Figura 3.8, apresenta-se um esquema no tipo de células fotovoltaicas solares, custo e vida útil, no mesmo com apresentar-se nas Figuras 3.5, 3.6 e 3.7.

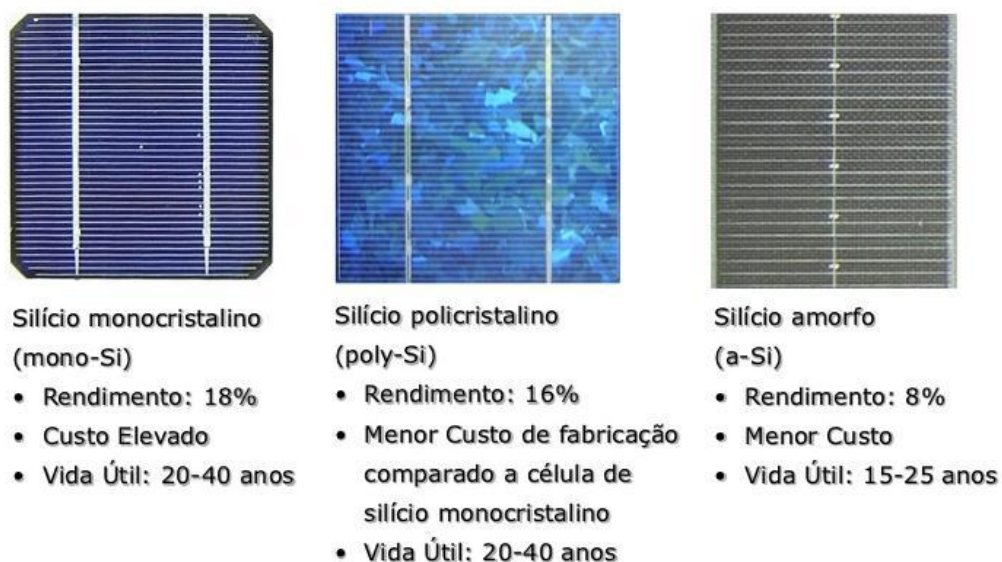


Figura 3.8 – Diferentes tipo de células fotovoltaicas (Energiasolar [Online]).

### 3.2.2. Células de 2ª Geração

A segunda geração de células vem responder a uma necessidade de redução do consumo de silício, pela oferta ser inferior à procura. Por isso, apareceram os chamados filmes finos (Figura 3.9) que são partículas semicondutoras com uma espessura muito pequena. Esta tecnologia tem também a vantagem de ser muito menos pesada, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios.



Figura 3.9 – Módulos de silício filmes finos (Shine Solar [Online]).

O silício cristalino é caro, representando o seu custo aproximadamente metade do custo final do módulo fotovoltaico. Além disso, a sua disponibilidade é limitada, existindo alguma preocupação quanto ao processo de purificação do silício de grau solar que pode ter custos energéticos elevados. Por estas razões a indústria fotovoltaica, viu-se obrigada a procurar alternativas mais económicas, quer ao nível do material semicondutor, quer ao nível da tecnologia de produção.

Os novos materiais são os melhores absorvedores de luz, pelo que a espessura do semicondutor pode ser reduzida, levando a uma redução no custo. Este material semicondutor de filme fino pode ser depositado sobre um substrato de grande área, de metal, vidro ou plástico, sendo por esta razão facilmente adaptável à produção em grande escala. Os materiais mais utilizados para esta tecnologia são: Telureto de Cádmio (CdTe), com 8% da quota do mercado, o silício amorfo (a-Si), com 5% e o Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS) com menos de 1% (Castro, 2011). As células de película fina apresentam um melhor aproveitamento de baixos níveis de radiação, menos sensibilidade a efeitos de sombreamento e um melhor desempenho perante elevadas temperaturas (Dias, 2009).

#### 3.2.2.1. Células de silício amorfo (a-Si)

A principal desvantagem das células de silício amorfo é a baixa eficiência que estas apresentam, decrescendo o seu valor durante o primeiro ano de uso, devido à degradação induzida pela luz. As principais características da célula de silício amorfo são (GREENPRO, 2004):

- Eficiência de 11-12% no máximo, porém vai diminuindo ao longo da sua vida para valores de 5 a 8% devido à degradação por exposição solar;
- A dimensão do módulo *standard* é de 0,77 x 2,44 m<sup>2</sup> e o módulo especial 2x3 m<sup>2</sup>. A espessura varia entre 1 e 3 mm de substrato, podendo este ser de plástico, metal ou vidro, com um revestimento de silício amorfo de 0,001 mm;
- A estrutura é homogénea e a cor varia entre o castanho avermelhado e o preto.

### 3.2.2.2. Células de Telureto de Cádmio (CdTe)

As Células apresentam um potencial considerável para a redução de custos quando produzidas em massa. No entanto, a utilização desta tecnologia tem levantado problemas devido à toxicidade do cádmio que traz problemas ambientais. As principais características da célula CdTe são (GREENPRO, 2004):

- As Células CdTe apresentam uma eficiência de 16% em laboratório, no entanto o valor da eficiência das células comercializadas é de 10-11%;
- O módulo tem uma forma livre num tamanho máximo de 1,20x0,6 m<sup>2</sup> e uma espessura de 3 mm de substrato com 0,008 mm de revestimento;
- A estrutura destas células é homogénea e a gama de cores varia entre o verde-escuro e o preto.

### 3.2.2.3. Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS)

As Células Solares CIGS são atualmente as mais eficientes de todas as células de película fina apresentando eficiências entre 11-13% (20% em laboratório). Não são tão suscetíveis à degradação por indução da luz como as células de silício amorfo. No entanto, podem apresentar problemas quando instaladas em ambientes quentes e húmidos, sendo nesses casos recomendada uma boa selagem contra este tipo de ambientes.

A principal dificuldade técnica destas células reside na elevada complexidade da camada de absorção que é constituída por 5 elementos. Esta característica induz dificuldades na obtenção de uma camada uniforme ao longo do substrato, encarecendo o produto final. Este facto, aliado à reduzida disponibilidade do Índio no meio natural, constituem barreiras para a disseminação destas células. As principais características da célula CIGS são (GREENPRO, 2004):

- É permitida uma livre escolha do formato do módulo num tamanho máximo de 1x0,6 m<sup>2</sup>, sendo a espessura de 3 mm no substrato e 0,003 mm no revestimento;
- Apresenta uma estrutura homogénea de cor preta.

### 3.2.3. Células de 3ª Geração

Existem um conjunto de tecnologias de filmes finos em investigação e com grande potencial de desenvolvimento tais como Células sensibilizadas por corante, Células orgânicas ou as Células Nanoantenas. São tecnologias ainda em fase de estudo e em desenvolvimento que têm sido testadas em laboratório.

### 3.2.4. Aplicações dos Diferentes Tipos de Células Fotovoltaicas

Para os sistemas solares com ligação à rede elétrica pública geralmente são usadas células solares de silício monocristalino e policristalino. A menor eficiência do silício policristalino é contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos de preço final, que advém dos menores custos de fabrico.

Os módulos de silício amorfo têm sido maioritariamente utilizados em aplicações de lazer (pequenas aplicações, campismo, barcos). Contudo, devido à sua estabilidade e comportamento prevê-se que venham a ser cada vez mais usadas em grandes sistemas. Os módulos híbridos HCI apresentam níveis de eficiência elevados entre os módulos comerciais disponíveis. Os módulos de película fina CIGS e CdTe alcançaram a fase de produção em série e têm vindo a ser utilizados em vários locais de referência (GREENPRO, 2004).

## 3.3. Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é constituído por uma associação de células fotovoltaicas em série e em paralelo, sendo o número de células determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar. Cada célula tem uma potência máxima que não excede os 2 W, sendo assim necessário ligar várias células para se obter uma potência aceitável. Normalmente, os módulos disponíveis no mercado, têm apenas um ramo com um número variável de células ligadas em série, sendo habituais valores de 32, 48, 54, 60 e 72 células ligadas em série. Caso, mesmo assim, não produzam a potência necessária, é possível ligar em série, em paralelo ou ambos, vários módulos fotovoltaicos, implementado assim um gerador fotovoltaico. O número de células conectadas em um módulo, e o tipo de arranjo – série ou paralelo dependerá da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada (Pereira, 2015).

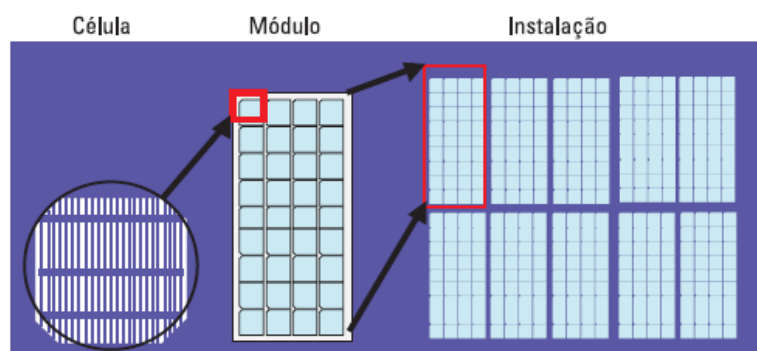


Figura 3.10 – Célula e módulo fotovoltaico (Pereira, 2015).

Por exemplo, ao optar-se por uma associação mista de módulos fotovoltaicos, conseguem-se maiores valores de corrente e de tensão. Na ligação, as *Strings* (ou ramos em paralelo) têm de ter o mesmo número de módulos fotovoltaicos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência).

Considerando um sistema de geração de microprodução fotovoltaico composto por 16 módulos, divididos num paralelo de 2 conjuntos de 8 painéis ligados em série, a tensão dos módulos fotovoltaicos ligados em série pode ser calculada pela Equação 3.1 e a corrente total pela Equação 3.2:

$$V_T = ns \times V = 8 \times V \quad (3.1)$$

$$I_T = np \times I = 2 \times I \quad (3.2)$$

Em que:

ns – Número de módulos fotovoltaicos ligados em série

np – Número de fileiras ligadas em paralelo

V – Tensão de funcionamento de cada módulo FV (Ex.: 12V)

I – Corrente fornecida por cada módulo FV (Ex.: 4,40 A).

### 3.3.1. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Relativamente à escolha de um módulo fotovoltaico tem-se de ter em conta as suas especificações técnicas, pois vão influenciar diretamente no dimensionamento do sistema, bem como na sua configuração física. Ao escolher um módulo fotovoltaico, o seu rendimento é também um aspeto importante a ter em conta, pois quanto maior for o valor da eficiência menor vai ser a área ocupada por kW.

Tendo em conta as características do módulo fotovoltaico, com vista a efetuar um dimensionamento do sistema correto, este tem de apresentar as seguintes especificações técnicas: potência nominal de pico, tensão no ponto de potência máxima, corrente no ponto de potência máxima, tensão em circuito aberto, corrente em curto-circuito, coeficiente de variação da tensão em função da temperatura e coeficiente de variação da corrente em função da temperatura.

Em geral, a potência dos módulos é dada pela potência de pico, expressa em “Watt Pico” (Wp). Entretanto, existem outras características elétricas que melhor caracterizam a funcionalidade da célula (GREENPRO, 2004).

Principais parâmetros da célula:

- **Tensão de Circuito Aberto (*V<sub>ca</sub>* ou *V<sub>oc</sub>*):** Máxima tensão que um dispositivo pode entregar sob condições determinadas de radiação e temperatura, correspondendo à circulação de corrente nula e, consequentemente, à potência nula;

- **Corrente de Curto-circuito ( $I_{cc}$  ou  $I_{sc}$ ):** Máxima corrente que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo à tensão nula e, conseqüentemente, à potência nula;
- **Potência Máxima ( $P_m$ ):** É o valor máximo de potência que pode entregar o dispositivo. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto  $V$  (tensão) x  $I$  (corrente) é máximo;
- **Tensão Máxima Potência ( $V_m$ ):** É a única tensão para a qual a potência máxima poderá ser extraída;
- **Corrente de Máxima Potência ( $I_m$ ):** Corrente que o dispositivo entrega para potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura.

### 3.3.2. Potência de Saída dos Módulos FV

A potência máxima ( $P_m$ ) de saída do módulo para uma determinada temperatura e irradiância é igual a:

$$P_m = V_m \times I_m \quad (3.3)$$

Na Figura 3.11. está representada a Curva Característica I-V (corrente-tensão) de uma célula fotovoltaica.

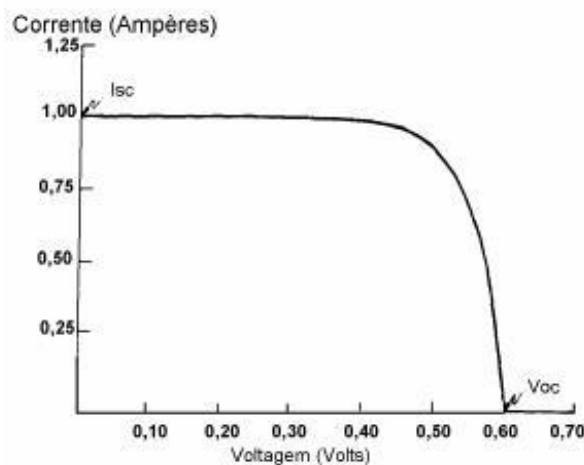


Figura 3.11 – Curva característica I-V típica de uma célula fotovoltaica (GREENPRO, 2004).

Para cada ponto da curva, o produto  $I \times V$  representa a potência gerada para determinadas condições de operação. Na Figura 3.12 pode-se observar que para uma célula fotovoltaica há apenas uma tensão (e corrente correspondente) para qual a potência máxima pode ser extraída.



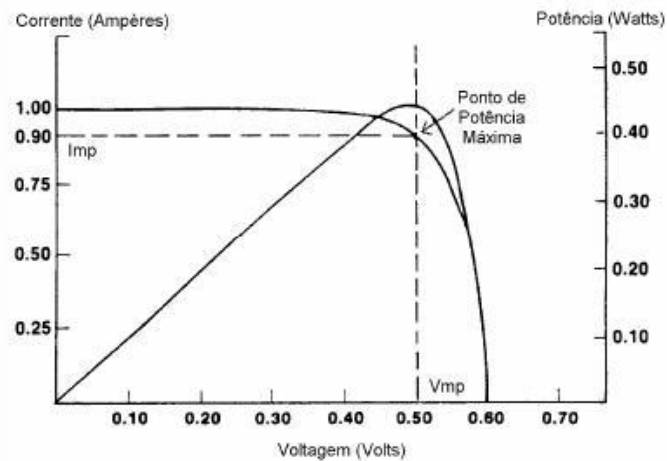


Figura 3.12 – Curva característica potência x tensão típica de uma célula fotovoltaica (GREENPRO, 2004).

Na Figura 3.13, são ilustradas como variam as curvas  $I$ - $V$  de um módulo fotovoltaico com a variação da irradiância e da temperatura, ou seja, para condições diferentes das condições de referência.

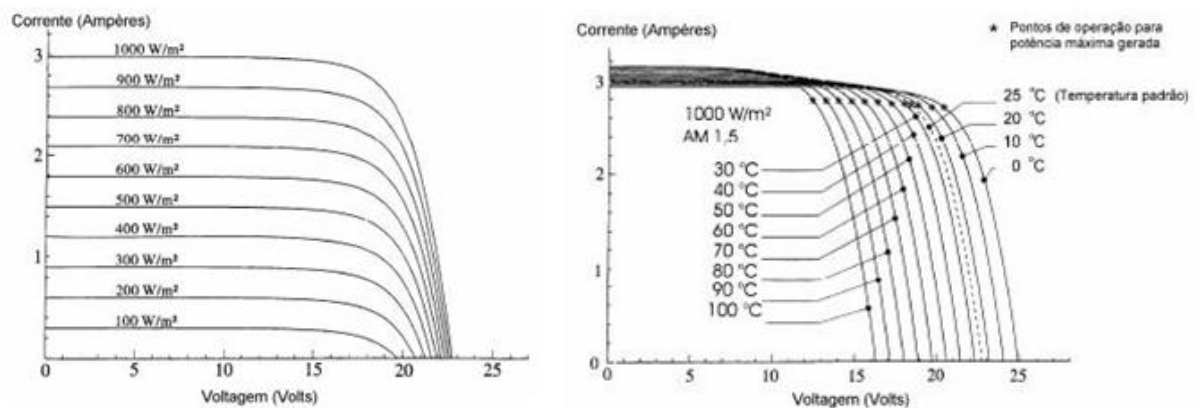


Figura 3.13 – Efeito causado pela variação de intensidade luminosa da luz e de temperatura na curva característica  $I$ - $V$  para um módulo fotovoltaico (GREENPRO, 2004).

Como se pode observar na Figura 3.13:

- A potência de saída aumenta com o aumento da irradiância incidente e decresce com o aumento da temperatura.
- A corrente de saída varia de forma aproximadamente linear com a irradiância incidente e é praticamente insensível à variação da temperatura.
- A tensão varia pouco com a irradiância e decresce com o aumento da temperatura.

### 3.4. Inversor

O facto de a maioria das cargas elétricas necessitarem de corrente alternada para funcionarem corretamente, bem como a ligação dos sistemas fotovoltaicos e também pode a ligação dos sistemas eólicos à rede de distribuição elétrica, obriga à presença de um inversor. Estes equipamentos têm como função a conversão de uma tensão contínua DC para uma tensão alternada AC com uma determinada amplitude e frequência.

Dividem-se em duas categorias distintas: inversores independentes (*off-the-grid*), para sistemas autónomos e de sincronização exterior (*on-the-grid*), para sistemas ligados à rede. Os inversores com sincronização exterior podem ser bidirecionais, ou seja, permitem a passagem de corrente elétrica em qualquer dos sentidos. Esta característica é essencial, no caso de se tratar de um sistema que produza energia para o consumidor e o excedente para a rede. Se a potência gerada não for suficiente para alimentar as cargas, a potência restante será fornecida pela rede. Os inversores para ligação à rede têm características específicas ao nível da segurança. Se a tensão da rede falhar os sistemas fotovoltaicos e eólicos devem ser automaticamente desligados por ação do inversor evitando a injeção de energia na rede.

A eficiência do inversor está diretamente relacionada com a eficiência da conversão AC/DC, caracterizando as perdas originadas pela conversão da corrente DC em AC. Nos inversores, estas perdas compreendem as perdas ocasionadas pelo transformador (caso o possuam), pelos comutadores eletrónicos, entre outros dispositivos (Pereira, 2015).

$$\eta_{\text{inversor}} = \frac{P_{AC} \text{ (Potência de Saída)}}{P_{DC} \text{ (Potência de Entrada)}} = \frac{P_{AC}}{V_{\text{max}} \times I_{\text{max}}} \quad (3.4)$$

#### 3.4.1. Inversor Central

O inversor central (um único inversor) proporciona uma alta eficiência e um elevado coeficiente de rendimento. No entanto, o controlo do MPPT é limitado, o que implica a utilização de módulos com idênticas características e sujeitos a condições semelhantes de sombreamento. Há vantagens económicas quando se utiliza um único inversor, em termos de redução do investimento inicial e dos custos de manutenção, no entanto a falha do inversor compromete toda a produção, daí esta tipologia estar associada a baixas potências (M. Obi and R. Bass, 2016).

#### 3.4.2. Inversor de Fileira

A conversão de energia do sistema é assegurada por vários inversores instalados ao longo das fileiras dos módulos fotovoltaicos. Este tipo de configuração é muito usado nos sistemas fotovoltaicos de grandes dimensões, com geração monofásica ou trifásica. A cada fileira de módulos é associado um inversor, permitindo assim uma melhor gestão da produção, redução das perdas por sombreamento e de joule associadas à extensa cablagem de corrente contínua que leva a uma redução de custos e aumento da produção (M. Obi and R. Bass, 2016).

### 3.4.3. Inversor por Módulo Fotovoltaico

Cada módulo fotovoltaico possui incorporado um inversor, este é utilizado apenas para sistemas de baixa potência, normalmente associado a 1 ou 2 painéis. Esta tipologia utiliza uma cablagem de secção mais baixa do lado AC, dado que o inversor é ligado à rede a uma tensão de 230 V. Esta solução associada a potências de maiores dimensões implicaria um aumento brutal no custo da instalação devido ao elevado número de inversores presentes (M. Obi and R. Bass, 2016).

### 3.4.4. Inversor com Múltiplos MPPT

Neste caso o sistema fotovoltaico também pode ser modularizado, com um otimizador para cada série, porém há um ganho de custo com a utilização de um único inversor, quando comparamos com os inversores modulares.

A maioria dos inversores atualmente utilizados possui múltiplos MPPT, proporcionando flexibilidade e ganhos de custo (M. Obi and R. Bass, 2016).

### 3.4.5. Inversor com Individuais MPPT

Neste caso, os benefícios da modularidade são levados ao extremo e é utilizado um MPPT para cada painel solar fotovoltaico. Ao mesmo tempo que há um aumento de custo, os benefícios também são muitos. Cada MPPT tira o máximo de seu respetivo painel, independente dos outros painéis, reduzindo as perdas por diferença de potência e degradação com o tempo. Além disso, problemas com um único inversor ou painel, como sombra, sujeira e defeitos, são reduzidos ao máximo devido à individualização (M. Obi and R. Bass, 2016).

De forma a colocar o módulo fotovoltaico a funcionar no ponto de potência máxima, os inversores fotovoltaicos são equipados com um sistema eletrónico designado por seguidor de potência máxima. O MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) consiste num conversor eletrónico DC/DC que, de acordo com as condições ambientais da envolvente e as condições impostas pela rede, ajusta a tensão de saída do módulo, impondo automaticamente o valor da corrente de saída, de acordo com as curvas características ***I-V*** dos módulos, e deste modo a sua tensão de saída corresponde à máxima potência gerada (Pereira, 2015).

### 3.4.6. Inversores com Carregador

Um inversor com carregador é um inversor que tem também um carregador de bateria e um relé de transferência interno. Quando os terminais da entrada de um inversor/carregador recebem energia de uma fonte exterior de corrente alternada verificam se existe carga disponível nas baterias. Caso não exista carga suficiente, passam diretamente a energia da rede pública, carregando simultaneamente as baterias (Pereira, 2015).

Este tipo de inversores permite ligações em monofásico, monofásico (230V) em paralelo e trifásico (400V) como ilustrar a Figura 3.14.

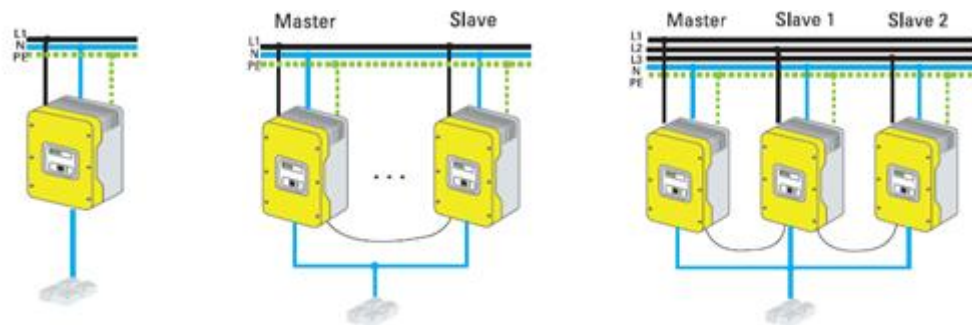


Figura 3.14 – Configuração da ligação de inversores em monofásico (esquerda), em monofásico em paralelo (certo) e em trifásico (direita), (Pereira, 2015).

Este tipo de inversores possui contactos que podem ser programados para muitas aplicações. Estes reagem muito rapidamente, por exemplo, na disponibilidade da rede, na tensão de bateria, etc. Também podem ser programados com um temporizador, ou ligado em horários concretos (durante a noite, o fim-de-semana, etc.), permitindo dar ordem de arranque a um gerador de apoio (Figura 3.15).

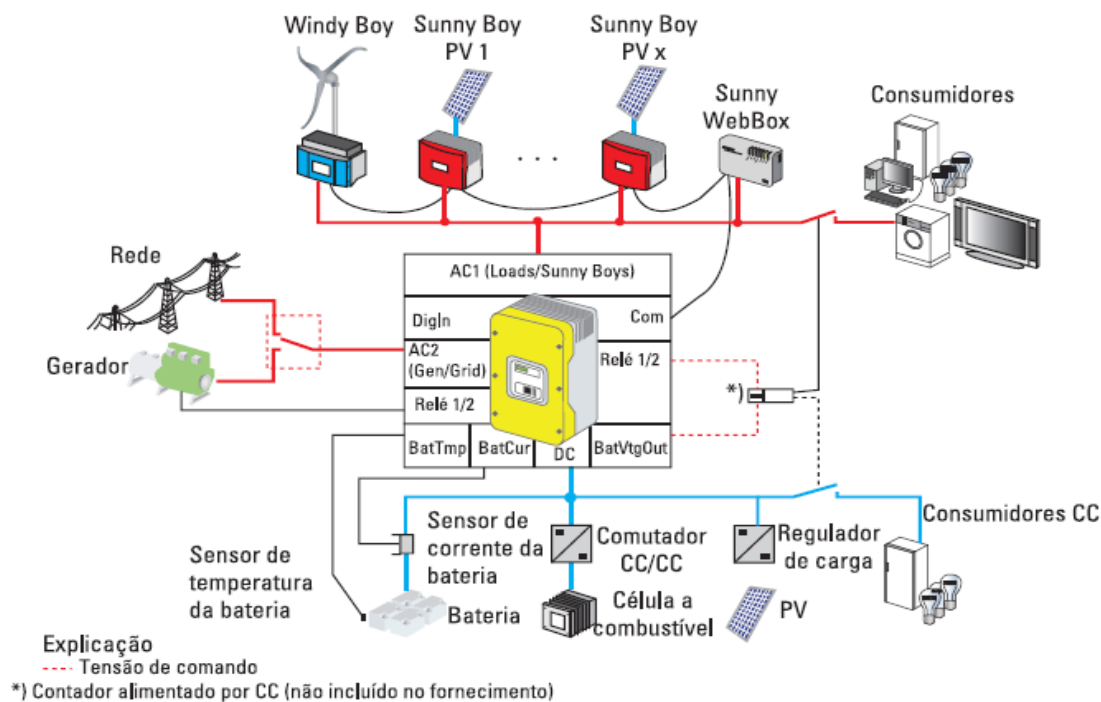


Figura 3.15 – Esquema de ligações do inversor com carregador da SMA Sunny Island com gerador de apoio (Pereira, 2015).





### 3.5. Baterias

O armazenamento de energia elétrica é um tópico importante nos sistemas solares fotovoltaicos e/ou eólicos, visto que a produção de energia e consumo da instalação onde estão instalados não coincidem no tempo, quer ao longo do dia quer ao longo do ano.

Nas instalações solares fotovoltaicas, as baterias de ácido de chumbo, são os elementos mais utilizados para os armazenamentos de curta duração, pois estas baterias têm a melhor relação custo, eficiência, e podem assegurar reduzidas ou elevadas correntes de carga com uma boa eficiência (GREENPRO, 2004).

De seguida é apresentada uma Tabela 3.2 de comparação entre os tipos de baterias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos e/ou eólicos (Pereira, 2015).

Tabela 3.2 – Comparação entre os tipos de baterias (Pereira, 2015).

Tipo de Bateria	SLI modificada de eletrólito líquido (ou de arranque) 	Gel/AGM sem manutenção 	OPzV ciclo profundo 	OPzS ciclo profundo 
Construção	Placas mais robustas que as SLI	Sem manutenção selada	Placas tubulares com eletrólito de gel	Placas tubulares com eletrólito líquido em caixas transparentes
Propriedades	Baixas perdas de água, baixa taxa de auto descarga	Sem manutenção	Baixa manutenção, aguenta descargas profundas	Baixa manutenção, construção robusta, carrega bem a correntes baixas, aguenta descargas profundas
Tensão unitária	12 V	12 V	2V – 6V	2V – 6V
Capacidade (Ah)	6 – 230 Ah	10 – 250 Ah	200 – 13.000 Ah	20 – 7.000 Ah
Taxa de auto descarga mensal	2 – 4%	3 – 4%	<3%	2 – 4%
% Profundidade de descarga - Ciclos (aproximado)	20% - 1000 40% - 500	30% - 800 50% - 300 (pode ser menor)	30% - 3000 80% - 1000	30% - 4500 80% > 1500
Períodos de manutenção	3 meses aproximadamente	Sem manutenção	Monitorização e limpeza anual	3 meses aproximadamente

### 3.5.1. Características das Baterias de Acumuladores

As baterias apresentam um conjunto de características que devem ser cuidadosamente analisadas aquando da sua escolha.

- Capacidade,  $C_n$
- Tempo de Descarga,  $T_n$
- Densidade Energética, em Wh
- Ciclo de Vida
- Profundidade de Descarga

A Capacidade de uma bateria ( $C_n$ ) é a quantidade de eletricidade do acumulador em Ampere-Hora (Ah), em condições de temperatura standard (CTS), 25°C. O valor desta capacidade é o produto da corrente de descarga vezes o tempo de descarga (quando medida experimentalmente), e depende da corrente utilizada, da tensão final de descarga permitida e da temperatura a que foi realizado o teste.

O tempo de descarga corresponde ao tempo que demora a bateria a descarregar para um determinado valor de corrente. Existe uma relação direta entre a capacidade e o tempo de descarga da bateria. Por exemplo, uma bateria de 150 Ah com um tempo de descarga de 10h fornece uma corrente de 15 Amperes.

A densidade energética, em Wh, é o valor da energia que uma bateria pode fornecer por unidade de volume, para uma taxa de descarga específica.

O ciclo de vida de uma bateria é uma característica especificada pelo fabricante para determinadas condições de utilização. Indica o número de vezes que podem ser feitas as operações de carga e descarga da bateria. Quando uma bateria não consegue apresentar uma carga superior a 80% da carga nominal, poder-se-á considerar que o seu ciclo de vida terminou.

A profundidade de descarga é um parâmetro muito importante e que determina a vida útil de uma bateria de chumbo-ácido. Na prática, uma bateria poderia ser descarregada até que a tensão entre o terminal positivo e negativo atingisse 0V. Nesse caso, teria sido retirada toda a energia armazenada na mesma. Mas, nestas condições de descarga, a bateria rapidamente iria perder sua vida útil.

A profundidade de descarga é a percentagem de carga retirada da bateria numa determinada descarga, considerando que 0% da profundidade de descarga se dá quando não se descarga nada, ou seja, quando a bateria permanece 100% carregada. A 100% de profundidade de descarga dá-se quando retiramos toda a carga da bateria até atingir o potencial final de descarga estabelecido, geralmente 1,75V/elemento. Esta função é realizada pelo regulador de carga ou inversor com carregador que veremos em pormenor no decorrer desta obra.

### 3.6. Cabos e Equipamentos de Proteção, Corte e Medida

#### 3.6.1. Cabos

Na instalação elétrica de um gerador solar fotovoltaico ou eólico apenas devem ser utilizados cabos denominados como “cabos solares” para o circuito DC, pois para este tipo de instalações é fundamental que nas suas características, estejam presentes os seguintes aspetos: resistência aos raios ultravioletas, a temperaturas extrema, ao ozono e à absorção de água. Por razões associadas à proteção contra falhas de terra e curto-circuitos, é também recomendável neste tipo de instalações a utilização de cabos mono condutores isolados para as linhas positivas e negativas.

O cabo de ligação de corrente alternada depende do tipo de inversor utilizado, visto que no caso dos inversores trifásicos, a ligação à rede de baixa tensão é efetuada por um cabo de cinco polos, caso o inversor seja monofásico é utilizado um cabo de três polos (GREENPRO, 2004).

#### 3.6.2. Interruptor do lado DC

Todos os quadros elétricos da instalação solar fotovoltaica e eólicos relativos ao lado DC (corrente contínua), deverão estar equipados com um interruptor DC. Este é utilizado como corte de energia elétrica entre os módulos solares e o inversor fotovoltaico ou eólico. O interruptor DC deve ter poder de corte suficiente para permitir a abertura do circuito DC, em condições de segurança. Este interruptor de corte deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do gerador fotovoltaico, à temperatura de -10°C e para 125% da corrente de curto-circuito do gerador, como especificado na Equação 3.5 (Pereira, 2015).

$$I_{DC} = 1,25 \times I_{CC} \quad (3.5)$$

Onde,  $I_{DC}$  é a corrente contínua que o interruptor deverá ser capaz de interromper e  $I_{CC}$  é a corrente de curto-circuito do gerador.

#### 3.6.3. Equipamentos do lado AC

Para proteção da instalação AC (corrente alternada), normalmente são utilizados disjuntores, comuns às demais instalações elétricas, para proteger a instalação contra sobrecargas ou curto-circuitos e disjuntores diferenciais para analisar a corrente que percorre os condutores do circuito elétrico, este dispositivo disparará caso ocorra um defeito de isolamento, ou um contacto direto ou indireto à terra.

Os aparelhos de medida devem permitir a contagem bidirecional de toda a energia elétrica produzida para ser entregue à rede elétrica pública, bem como toda a energia que o campo fotovoltaico e eólico poderá consumir.

### 3.7. Estruturas de Apoio

A estrutura de apoio dos geradores fotovoltaicos representa um papel fundamental em todo o sistema, visto que é responsável pela orientação do sistema, pois uma orientação incorreta ou instável pode comprometer o seu rendimento, uma vez que a radiação solar incidente numa superfície perpendicular à direção da sua propagação é sempre maior do que para a mesma superfície colocada em qualquer outra posição.

#### 3.7.1. Tipos de Estruturas

Nas instalações fotovoltaicas podemos encontrar três tipos de estrutura: plano inclinado, cobertura plana e seguidores solares. Nas estruturas relativas a planos inclinados e coberturas planas, estas são consideradas como estruturas fixas, residindo a sua única diferença na estrutura de apoio dos perfis (barra em alumínio onde são instalados os módulos FV). Já relativamente as estruturas planas ou em que o ângulo da estrutura de apoio não corresponde ao desejado, estas necessitam de uma estrutura em alumínio mais complexa pois é necessário colocar os módulos fotovoltaicos com o ângulo de inclinação ótimo.

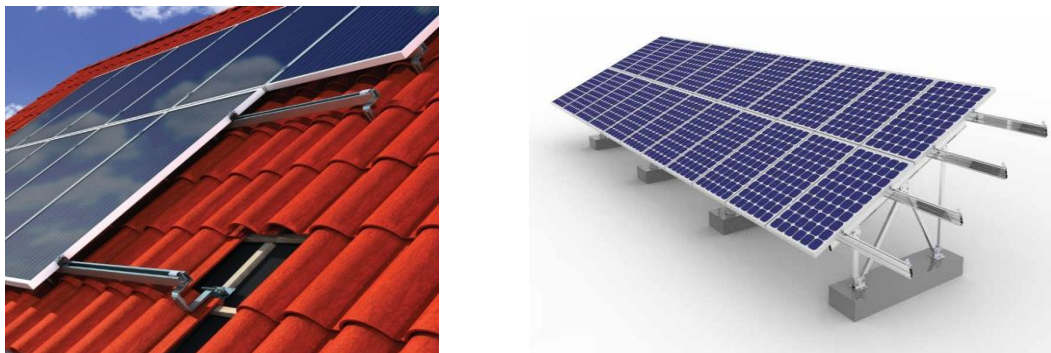


Figura 3.16 – Estrutura sem inclinação adicional sobre um telhado (esquerda) e estrutura de fixação vertical ou horizontal simples ou dupla no chão (direita) (Pereira, 2015).

O seguidor solar constitui um sistema mais complexo, pois é um dispositivo automático e mecânico capaz de orientar os módulos solares de modo a que estes permaneçam perpendiculares à radiação solar, seguindo o sol ao longo do dia. Existem três tipos de seguidores: de 2 eixos (azimutal e zenital), de 1 eixo azimutal, e de 1 eixo zenital. A instalação de um seguidor num sistema fotovoltaico permite aumentar em 27-32% a energia solar captada para seguidores de 1 eixo, e para o caso de 2 eixos entre 35-40% (Pereira, 2015).

Nos seguidores solares quando falamos em variação azimutal, esta refere-se à orientação horizontal do Sol, isto é, de Leste até Oeste, já a variação zenital, está relacionada com o altura máxima e mínima atingida pelo Sol no Solstício de Verão e no Solstício de Inverno, estando assim diretamente relacionada com ao ângulo ótimo de inclinação dos módulos ao longo do ano.

Na Figura 3.17 É mostrado um exemplo de um seguidor de 2 eixos.





Figura 3.17 – Estrutura com inclinação adicional sobre um seguidor de dois eixos (Pereira, 2015).

Na instalação de sistemas seguidores solares deve ter-se em atenção que estes ocupam uma área de terreno por potência-pico superior e que necessitam de manutenção periódica devido à existência de partes móveis, o que encarece a manutenção do sistema. Por estas razões, o aumento no investimento deve ser ponderado face ao aumento de produção elétrica.

### 3.7.2. Distância entre Estruturas de Módulos FV

Em muitas ocasiões o local disponível para a instalação de um gerador fotovoltaico corresponde a um terreno sem inclinação, ou onde a inclinação não é a desejada. Por este facto, é necessário optar por uma estrutura de suporte que possibilite o ajuste a uma inclinação ótima, mas com isto, por vezes, pode-se criar um novo problema, o sombreamento de umas filas para as outras. Geralmente é utilizado um ângulo de azimute de  $0^\circ$ , isto é, para Sul, relativamente ao ângulo de inclinação (zenital), este corresponde à latitude do lugar de instalação  $-5^\circ$  durante todo o ano, ou por outro lado, o ajuste para a latitude  $-15^\circ$  no verão ou a latitude  $+15^\circ$  no inverno (ISQ, 2012). Assim, é necessário na instalação de um painel fotovoltaico estimar a distância entre as estruturas de cada fila de módulos.

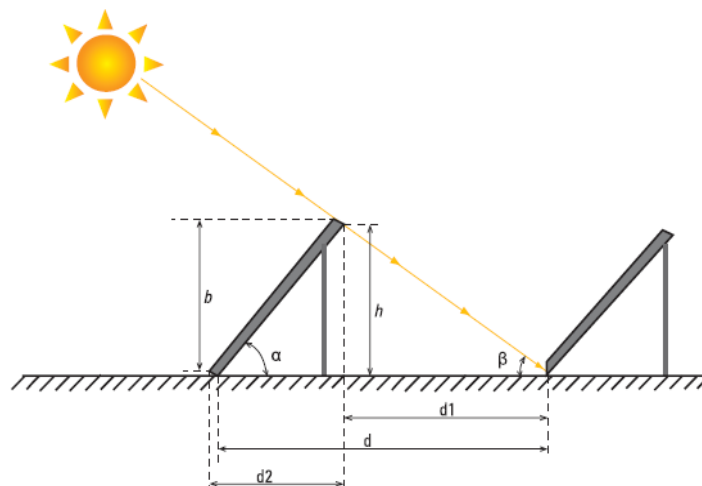


Figura 3.18 – Determinação da distância entre filas para evitar sombras (Pereira, 2015).

A separação entre fileiras de coletores deve garantir que às 12h do dia mais desfavorável a sombra da aresta superior duma fileira tem que projetar-se, no limite, sobre a aresta inferior da fileira seguinte, como representado na Figura 3.18.

O instalador deverá ter em consideração não só os obstáculos existentes como também os previstos, para o futuro, como por exemplo: edifícios próximos, chaminés, caixas de ascensores e árvores. Antes da montagem de um sistema fotovoltaico, deve ser sempre assegurada a distância entre fileiras de painéis fotovoltaicos, de forma a evitar sombreamentos mútuos, bem como a assegurar uma disposição que evite os sombreamentos de elementos arquitetónicos.

### 3.8. Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Os sistemas solares fotovoltaicos dividem-se em três possibilidades tipos de instalações: sistemas ligados de venda à rede UPP (Unidade de Pequena Produção), sistemas ligados à rede de autoconsumo UPAC (Unidade de Produção de Autoconsumo) e sistemas autónomos ou isolados.

#### 3.8.1. Unidade de Pequena Produção

Nas UPP toda a energia produzida é injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), não sendo assim necessário nenhum sistema de armazenamento de energia. Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes: gerador fotovoltaico (vários módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo), caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção e interruptor de corte principal CC), cabos AC e CC, inversores, mecanismos de proteção e aparelho de medida. Na Figura. 3.19, mostra-se uma instalação solar fotovoltaica ligada à rede (SPF, 2018).

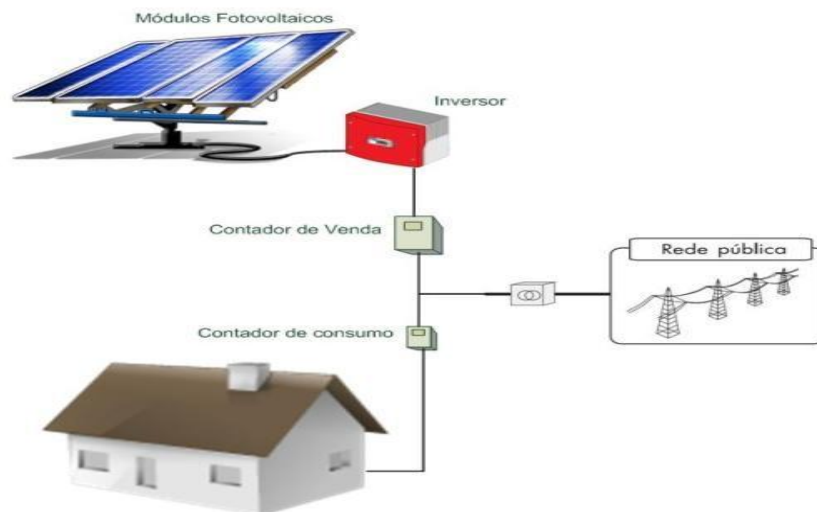


Figura 3.19 – Sistema de Instalação Solar Fotovoltaica Ligada à Rede (UPP) (SPF, 2018).

#### 3.8.2. Unidade de Produção de Autoconsumo

Este tipo de sistema fotovoltaico é a grande mudança de paradigma que porventura terá melhor aceitação no futuro, uma vez que toda a energia produzida pelo sistema pode ser

consumida na instalação de consumo, no entanto eventuais excedentes de produção podem ser injetados na RESP ou então armazenados em baterias (Carvalho, 2016).

A produção elétrica neste tipo de exploração pode ser feita a partir de fontes renováveis e não renováveis com ou sem ligação à RESP. No caso das UPP a eletricidade produzida tem que obrigatoriamente ser de origem renovável.

No caso de a UPAC ser um sistema de produção de energia solar fotovoltaico pretende-se que o seu dimensionamento seja feito para cobrir as necessidades de consumo ao longo do dia, visto que no período noturno não existe radiação solar. Deste modo, o autoconsumo induz comportamentos de eficiência energética, contribui para a otimização dos recursos endógenos e promove a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma.

Na Figura 3.20 pode verificar-se a configuração típica de um sistema em autoconsumo sem armazenamento do excedente, configuração esta que provavelmente será a mais usual em novos projetos de instalações fotovoltaicas.

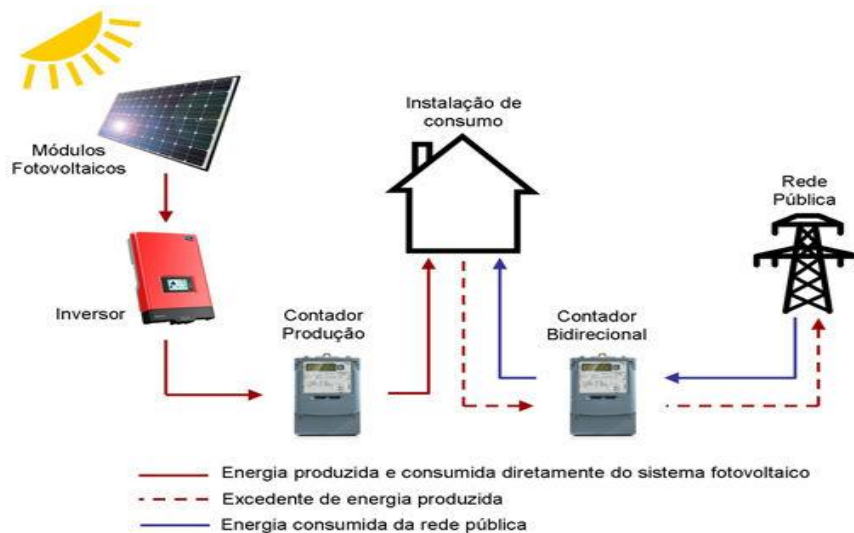


Figura 3.20 – Sistema de Instalação Solar Fotovoltaica Ligada à Rede de Autoconsumo (UPAC)  
(Carvalho, 2016)

De acordo com o ponto nº3 do artigo 22º do Decreto-lei n.º 153/2014 e como pode verificar-se na Figura 3.20 o contador de venda e compra de energia usado é o mesmo. Este equipamento, também chamado de contador bidirecional, é capaz de registar os fluxos de energia em ambos os sentidos. O contador regista o balanço líquido energético da instalação, incrementando quando o utilizador consome energia da rede elétrica e decrementando quando injeta energia excedente na RESP. Estes contadores também registam os fluxos energéticos de forma discriminada, disponibilizando a quantidade total de kWh consumida e injetada na rede, assim como os seus períodos horários, para efeitos de faturação (MAOTE, 2014).

### 3.8.3. Sistemas Autônomos

No caso dos sistemas autônomos, estes necessitam de acumular energia, visto que têm de ser compensadas as diferenças existentes entre a produção de energia e a sua procura. Com a utilização de baterias é indispensável utilizar reguladores de carga adequados, para realizarem a gestão do processo de carga. Os reguladores devem proteger e garantir um maior tempo de vida útil das baterias. Um sistema autónomo típico é composto pelos seguintes componentes: módulos fotovoltaicos, regulador de carga, acumulador, inversor, cabos AC e DC e mecanismos de proteção e corte. Na Figura 3.21, encontra-se um sistema solar fotovoltaico autónomo (SPF, 2018).

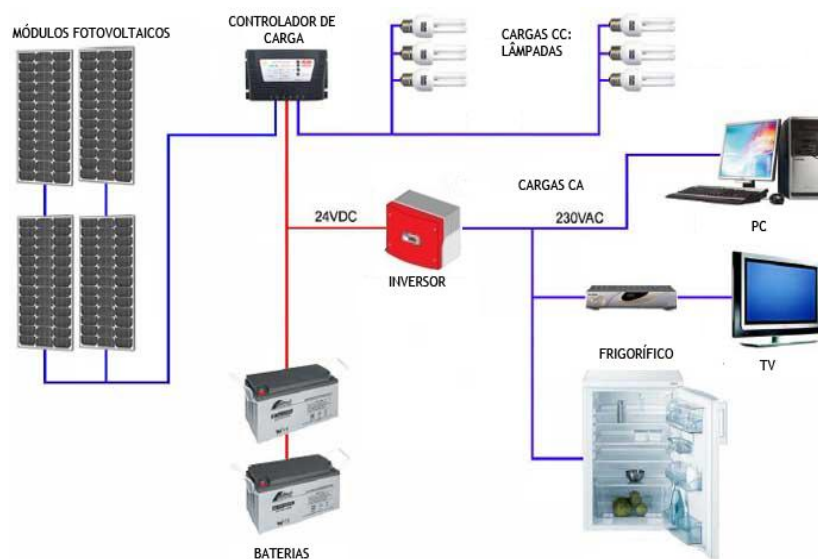


Figura 3.21 – Sistema de Instalação Solar Fotovoltaica Autónoma (SPF, 2018).

## 3.9. Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas de produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico, apresentam vantagens e desvantagens relacionadas com a sua constituição e fabrico assim como com o seu método de funcionamento. A vida útil dos módulos é superior a 25 anos, requerendo mínima manutenção.

As vantagens mais significativas deste método de transformação de energia fotovoltaica são:

- ✓ Fonte de transformação de energia com total ausência de poluição quando em atividade, não consome combustível. A fonte de poluição deste tipo de sistema encontra-se na sua produção;
- ✓ Recorrem a uma fonte de energia primária considerada inesgotável;
- ✓ Permitem reduzir as perdas no transporte e distribuição de energia elétrica, visto a eletricidade ser consumida, em alguns casos, na zona de produção;
- ✓ As centrais não possuem partes móveis, o que reduz as necessidades de manutenção, logo menos custos associados;

- ✓ As centrais possuem custos operacionais baixos. O maior encargo vem da construção/ instalação dos equipamentos;
- ✓ Permite, com baixo custo em relação à rede “tradicional” de produção e distribuição de energia elétrica, a eletrificação de zonas isoladas, uma vez que não obriga a grandes investimentos em linhas de distribuição.

As principais desvantagens são:

- ✗ O baixo rendimento dos painéis na transformação de energia, resultante na deficiente exploração do espectro da radiação incidente;
- ✗ Custo elevado de produção, associado à pouca disponibilidade de grandes quantidades de materiais semicondutores;
- ✗ Custo, relativamente elevados de instalação;
- ✗ Grande sensibilidade a alterações climáticas e não produção durante o período da noite, o que obriga a sistema de armazenamento em sistemas autónomos;
- ✗ As formas de armazenamento são pouco eficientes quando comparadas com as formas de armazenamento dos combustíveis fósseis ou energia hídrica.

Com a evolução da tecnologia fotovoltaica tem-se eliminado ou até reduzido algumas das desvantagens descritas, como o seu baixo rendimento e o seu elevado custo de produção e consequentemente elevado custo de instalação. À medida que mais investimento é feito nesta tecnologia, maiores são os avanços verificados, aumentando a viabilidade de uma instalação desta natureza.

## CAPÍTULO 4 – Energia Eólica

### 4.1. Energia Eólica na Europa

A Figura 4.1 representa o Atlas Europeu do Vento, permitindo perceber que Portugal tem potencial eólico que pode ser explorado para a produção de energia elétrica. Para o efeito utilizam-se turbinas eólicas que permitem a conversão de parte da energia cinética contida na deslocação das massas de ar em energia mecânica. Esta energia mecânica é, posteriormente, convertida em energia elétrica através de um gerador elétrico adequado (Castro, 2011).

Como qualquer tecnologia de produção de energia elétrica, a produção eólica apresenta vantagens e desvantagens. As principais vantagens são: i) emissões de  $CO_2$  nulas, devido à inexistência de libertação de qualquer tipo de poluente durante a geração; ii) produção de energia elétrica de forma distribuída, permitindo que se aproximem os locais de produção e de consumo. A principal desvantagem prende-se com o facto da energia eólica ser imprevisível, devido à volatilidade do recurso primário (Castro, 2011).

O aproveitamento da energia eólica para produção de eletricidade tem sido, salvo aplicações específicas (embarcações, por exemplo), fundamentalmente efetuada através de turbinas eólicas de potências relativamente elevadas (turbinas com potências na ordem das centenas de kW e alguns MW). Contudo, nos últimos anos, o interesse em sistemas microeólicos tem crescido, o que conduziu ao desenvolvimento de múltiplos equipamentos destinados à microprodução eólica (turbinas com potências na ordem dos kW) (Castro, 2011).

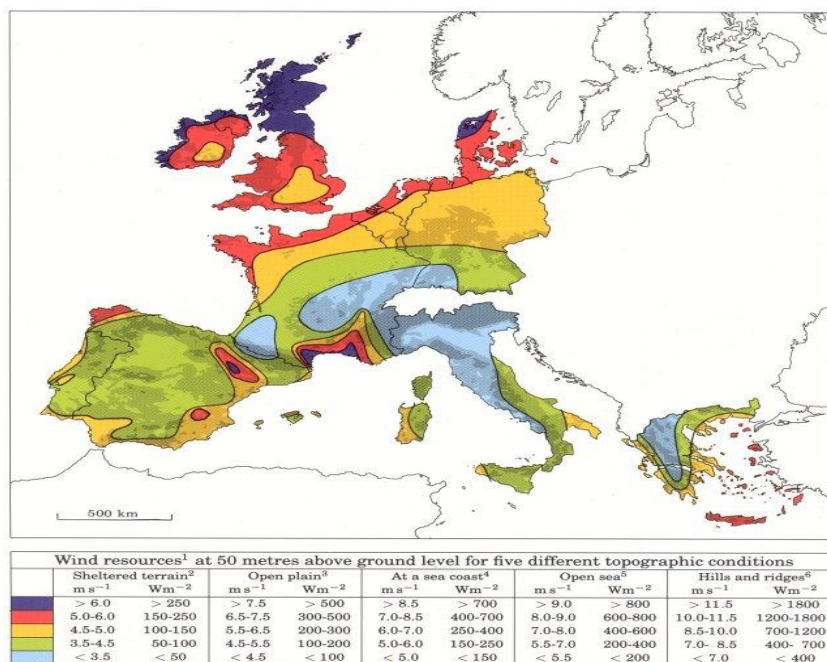


Figura 4.1 – Atlas Europeu do Vento à cota 50 metros (ARCHIVE [Online]).



Em Portugal, várias instituições, designadamente o Global Wind Atlas, dedicaram-se à realização de medições da velocidade do vento com o objetivo de caracterizar o território internacional quanto à densidade de potência eólica disponível nas várias regiões. O Global Wind Atlas tem publicada uma versão 2017 do Atlas Internacional do Vento a 50 metros de altura, de que se representa um exemplo na Figura 4.2.

As maiores velocidades médias anuais (50 metros de altura), encontram-se na região centro. Os locais com menores velocidades médias apresentam valores entre os 2 e 5 m/s como na zona de Santarém.

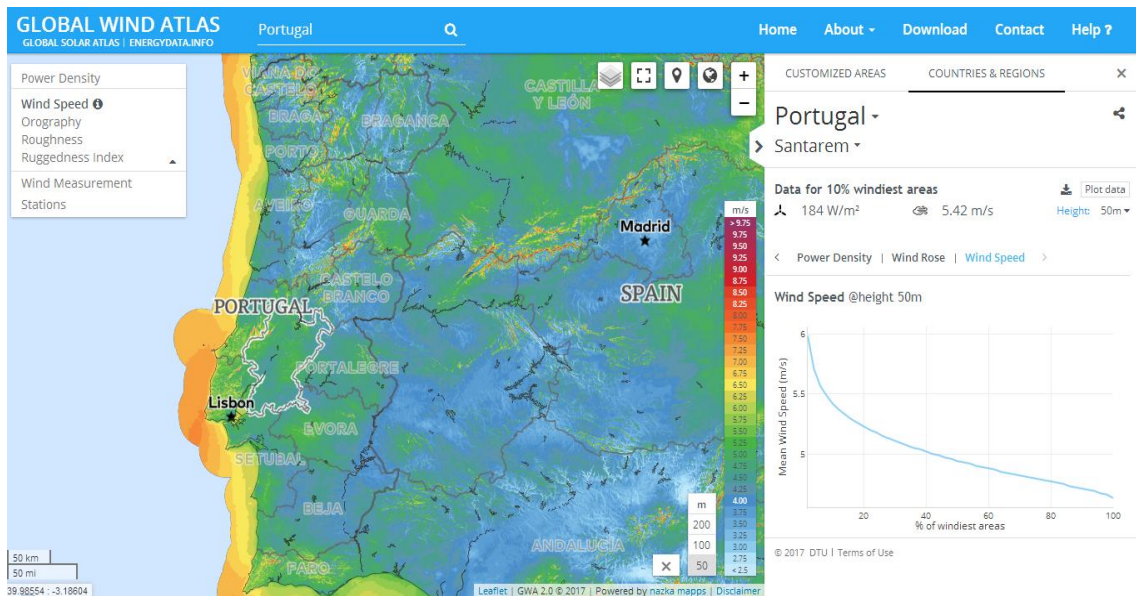


Figura 4.2 – Mapa de intensidade de vento para 50 metros de altura (GLOBALWINDATLAS [Online]).

No que se refere aos tipos de microgeradores eólicos podemos distinguir dois grandes grupos: Os geradores de eixo horizontal e os de eixo vertical. Os geradores de eixo horizontal podem ser:

- Geradores de pá simples;
- Geradores de pá dupla;
- Geradores de pá tripla (os mais comuns);
- Geradores com múltiplas pás (mais que três).

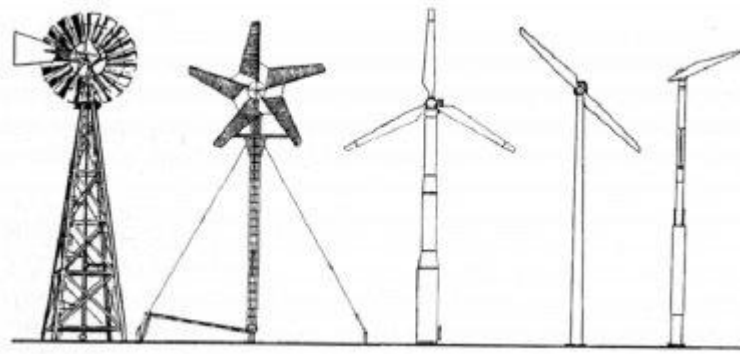


Figura 4.3 – Aerogerador de eixo horizontal (ResearchGate [Online]).

Os aerogeradores de eixo vertical podem dividir-se em:

- Geradores Darrieus (usa duas, três ou mais números laminas em forma de parábola);



Figura 4.4 – Turbina eólica do tipo Darrieus (Wordpress [Online]).

- Geradores Savonius (usam a força de arrasto para rodar);

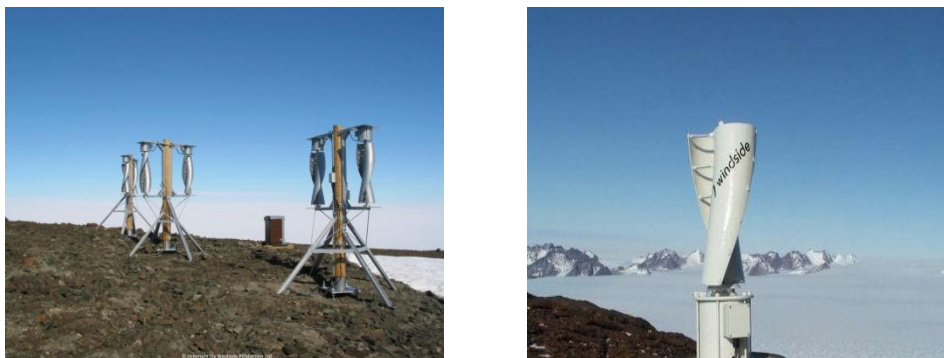


Figura 4.5 – Turbina eólica do tipo Savonius (Windside [Online]).



- Geradores com rotor em H;



Figura 4.6 – Turbina eólica de rotor em H (Energiapura [Online]).

Embora na microprodução eólica as configurações de geradores sejam muito variáveis, os geradores mais utilizados são os de eixo horizontal com múltiplas pás ou de pá tripla.

## 4.2. Sistemas Microeólicos

Os aerogeradores de tipologia microeólico, que correspondem às turbinas de muito reduzida potência e que são utilizados em instalações domésticas, em pequenas ou médios parques, para sinalização ótica em lugares remotos, etc. As suas caixas alojam os geradores elétricos e determinados equipamentos de índole complementar, por exemplo os blocos de díodos retificadores para proporcionar corrente contínua da trifásica alternada gerada e conjuntos de escovas e coletores para transferir a corrente através dos veios móveis. A Figura 4.7 apresenta um exemplo (Tibola, 2009).

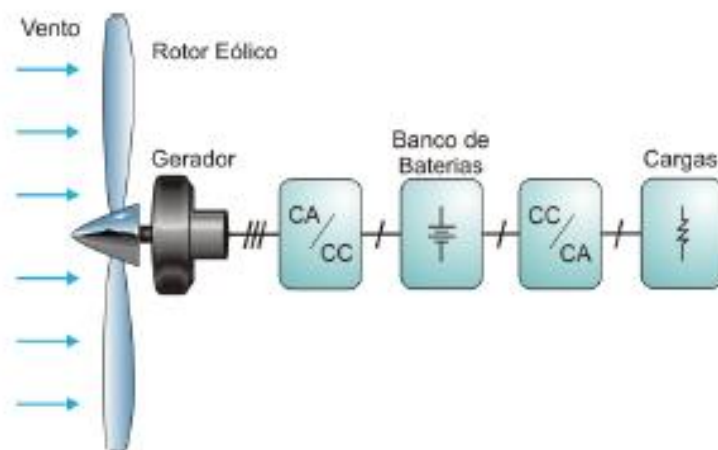


Figura 4.7 – Diagrama de blocos do sistema convencional microeólico (Tibola, 2009).

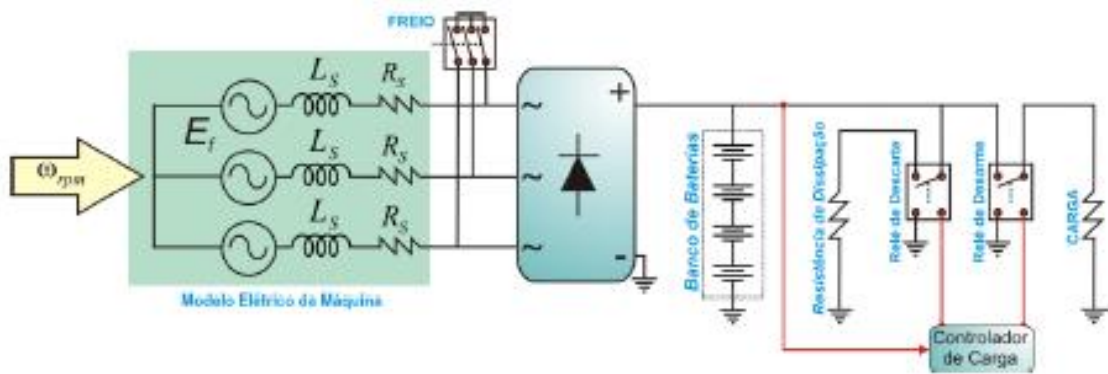


Figura 4.8 – Esquema simplificado do sistema convencional microeólico (Tibola, 2009).

Na figura 4.8 anterior pode-se observar um gerador elétrico, sendo que, tipicamente são utilizados nestas máquinas (à esquerda), o de ímãs permanentes, bem como a unidade elétrica de retificação e regulação de carga (ao centro), e o coletor com escovas carvão ou análogo para transferir a corrente contínua obtida ao exterior (à esquerda).

Nestas máquinas é usual que a saída de corrente seja em corrente contínua e inclusivamente que inclua uma unidade de regulação da carga das baterias, tal como apresentado na figura 4.8 (Tibola, 2009).

Este tipo de aerogerador é constituído pelas pás, que tipicamente variam entre as duas e as cinco, acopladas ao veio do rotor, designado por veio de baixa rotação, que por sua vez está unido ao gerador elétrico. O sistema de orientação aos ventos predominantes é um cata-vento colocado na parte posterior, como representado na Figura 4.9.

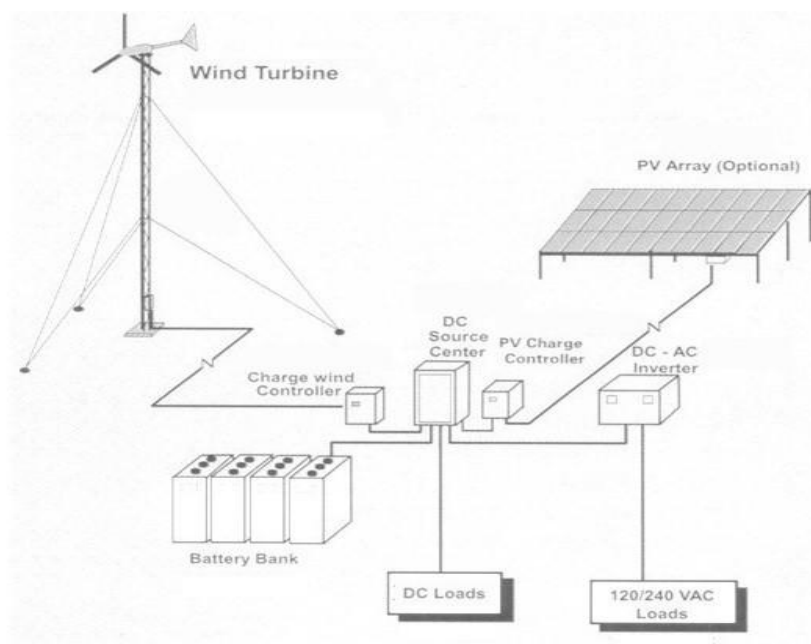


Figura 4.9 – Aerogerador de três pás de tipologia microeólico (DWEA [Online]).

As pás destas máquinas são muito simples. São construídas em fibra de vidro, ABS, alumínio e, alguns casos, em madeira. Podem ser de posição fixa ou exigirem a fixação de um ângulo de inclinação recomendado pelos fabricantes dos aerogeradores. Em caso de defeito ou avaria podem ser substituídos com facilidade e o seu custo é muito baixo.

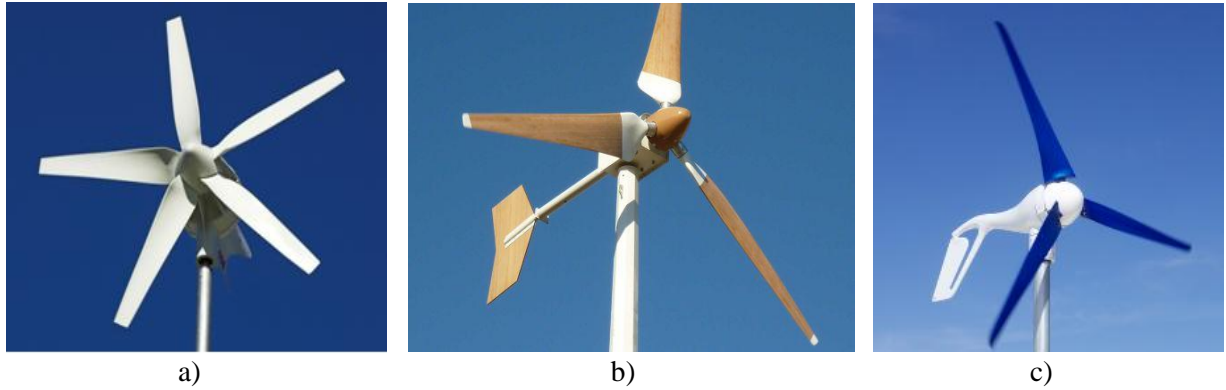


Figura 4.10 – Pás de aerogeradores de tipologia microeólico de alumínio, a), de madeira, b) e de ABS, c).

### 4.3. Recurso Eólico

#### 4.3.1. Energia Extraída do Vento

A equação 4.1 traduz a energia do vento.

$$E_C = \frac{1}{2} m v^2 \quad (4.1)$$

Onde  $v$  é a velocidade do vento. Pela expressão 4.1 chega-se à equação que permite saber a potência do vento e que é dada pela expressão 4.2 (Benito, T. P, 2012):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.2)$$

Sendo  $\rho$  a densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ ) e  $A$  área de varrimento das pás do rotor ( $\text{m}^2$ ). A potência depende da densidade do ar, da área de varrimento das pás do rotor e da velocidade do vento. Constata-se que a potência é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

Outro aspeto importante é a dependência da potência da densidade do ar. A Tabela 4.1 mostra a variação de  $\rho$  com a temperatura, à pressão atmosférica normal. Verifica-se que a densidade do ar e consequentemente a potência disponível no vento, diminui com o aumento da temperatura (Benito, 2012).

Tabela 4.1 – Variação da densidade do ar com a temperatura (Castro, 2011).

Temperatura (°C)	Densidade (Kg/m³)	Variação (%)
-20	1,395	114
-10	1,342	110
0	1,292	105
10	1,247	102
15	1,225	100
20	1,204	98
30	1,165	95
40	1,127	92

A informação sobre o recurso eólico de um local, pode ser apresentado em termos da densidade de potência disponível no vento ( $\text{W/m}^2$ ), isto é, a potência por unidade de área varrida pelas pás da turbina.

#### 4.3.2. Coeficiente de Potência

A equação 4.2 tem como resultado a potência do vento antes dele incidir nas pás do rotor. Esta potência, designada de potência incidente, não pode ser totalmente convertida em potência mecânica pelo rotor da turbina, uma vez que o ar após atravessar a área de varrimento das pás, tem de sair com velocidade não nula. Existe um rendimento máximo teórico na conversão eolomecânica, sendo este limite designado por limite de Betz e tem o valor de 59,3% (Andrês, 2010). O nome foi atribuído em honra ao físico alemão Albert Betz, pioneiro na área da geração eólica.

Fica demonstrado que uma turbina ideal só poderia extrair, no máximo, cerca de 59,3% da potência disponível do vento. Na prática este limite não é atingível devido às perdas aerodinâmicas. Atualmente as turbinas mais recentes apresentam rendimentos de 48% a 50%. Contudo, estes rendimentos rondam os 81% do máximo teórico possível (59,3%) rendimento.

A potência  $P$ , que pode ser convertida aos terminais de um gerador eólico é dada pela seguinte expressão (Castro, 2011):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (4.3)$$

Em que:

$P$  - potência (W);  $\rho$  - densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ );  $A$  - área de gerador eólico ( $\text{m}^2$ );  $v$  - velocidade do ar (m/s);  $C_p$  - coeficiente de potência.

A relação entre velocidade linear (m/s) da extremidade da pá da turbina de raio  $R$  (m), rodando à velocidade  $\omega$  (rad/s), e a velocidade do vento  $v$  (m/s) é caracterizada por um fator adimensional, designado por razão de velocidade na ponta da pá ou velocidade específica na ponta da pá,  $\lambda$  (TSR - *Tip Speed Ratio*).

A figura 4.11 mostra as curvas de  $C_p$  em função de  $\lambda$  para os vários tipos de turbinas.

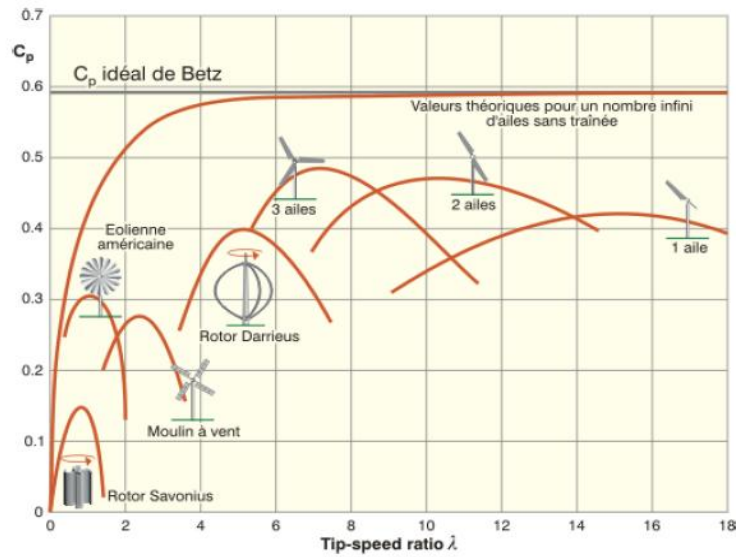


Figura 4.11 – Curva de  $C_p$  em função velocidade específica ( $\lambda$ ) (Silva, 2014).

#### 4.3.3. Cálculo Energético

Depois de medidos e registados os valores da velocidade do vento de um determinado local, é possível determinar o valor esperado para a energia elétrica produzida anualmente, aplicando a seguinte expressão (Castro, 2011).

$$E(Wh) = 8760 \int_{v_0}^{v_{max}} f(v)P(v)dv \quad (4.4)$$

Onde,  $f(v)$  é a densidade de probabilidade da velocidade do vento,  $P(v)$  é a curva de potência do sistema de conversão de energia eólica,  $v_0$  é a velocidade de *cut-in*, e  $v_{max}$  é a velocidade de *cut-out* da turbina eólica. Este integral pode ser determinado quando são conhecidos  $f(v)$  e  $P(v)$ . Em alternativa e como habitualmente estão disponíveis distribuições discretas pode-se aplicar a equação 4.5 (Almeida, 2002):

$$E(Wh) = 8760 \sum_{v_0}^{v_{max}} f(v)P(v) \quad (4.5)$$

#### 4.3.4. Curva de Potência e de Energia de uma Turbina Eólica

Já foi demonstrado que a potência do vento depende da sua velocidade e consequentemente, a potência elétrica fornecida pelo gerador eólico também. Contudo, não se pode afirmar que a potência elétrica também segue a lei da variação cúbica com a velocidade do vento, pois  $C_p$  não é constante. Porém, pode afirmar-se que a potência elétrica varia aproximadamente com o cubo da velocidade do vento, pelo menos na zona de funcionamento nominal do aerogerador (Castro, 2011).

Os geradores eólicos são dimensionados para funcionarem a uma determinada velocidade de vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e a velocidade do vento a que esta é atingida é designada por velocidade do vento nominal. Esta velocidade não é normalizada e depende do fabricante e do tipo de aerogerador, sendo habitualmente fornecida pelo

fabricante. A Figura 4.12 mostra um exemplo de uma curva de potência que relaciona a potência elétrica nos terminais de saída do gerador com a velocidade do vento, correspondente a uma turbina eólica com uma potência nominal de 4 kW. Estas características são fornecidas pelos fabricantes e no caso da Figura 4.12, corresponde à E70 PRO, produzida para aplicações residenciais *On Grid*, pela empresa ENAIR.

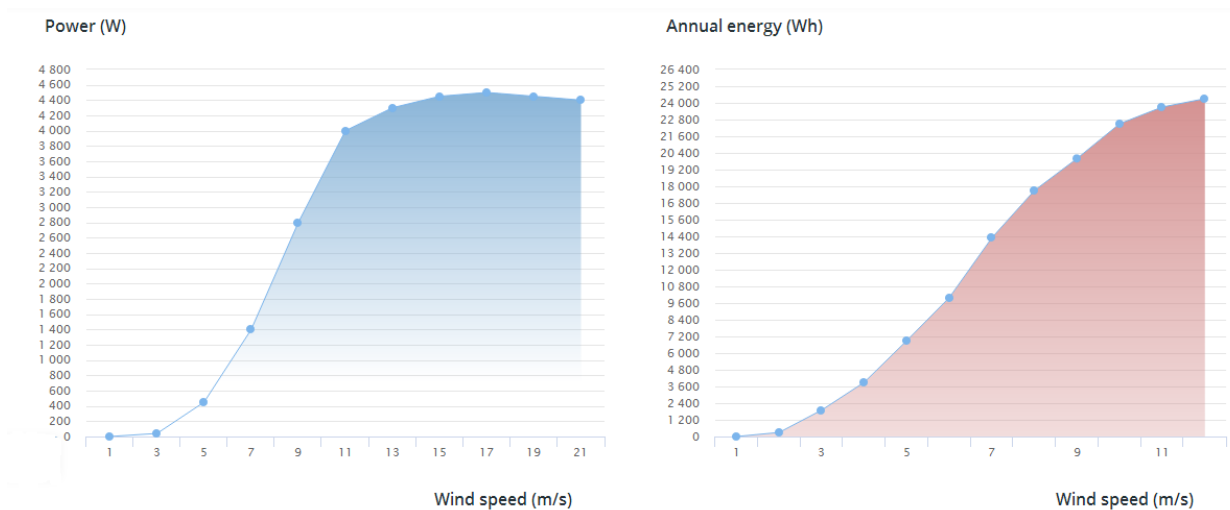


Figura 4.12 – Curva de potência e de energia do aerogerador do modelo de ENAIR E70 PRO (ENAIR [Online]).

Pela Figura 4.12 podem observar-se vários factos que são semelhantes em todas as turbinas pois todas elas têm o mesmo princípio de funcionamento, tais como:

- Devido à lei de variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um determinado valor, designada de velocidade do vento de arranque (*Cut-in wind speed*), aproximadamente 2 m/s, não interessa extrair energia, pelo que o aerogerador não está ligado à rede.
- Existe uma zona de funcionamento que se estende até à velocidade nominal do vento, que corresponde à regulação do aerogerador para extrair do vento a máxima potência possível. Neste regime, a potência elétrica varia aproximadamente com o cubo da velocidade do vento.
- Para valores superiores à velocidade nominal do vento (*Rated wind speed*), 11 m/s, não é económico aumentar a potência, pois seria necessário aumentar a robustez do equipamento e consequentemente o seu custo e apenas se tiraria partido durante escassas horas do ano em que a velocidade do vento assume valores mais elevados. Nesta fase o gerador eólico é regulado para funcionar a uma potência constante recorrendo a processos artificiais com o intuito de diminuir o rendimento da conversão.

- Quando a velocidade do vento se torna perigosamente elevada atingindo a designada velocidade de vento de paragem (*Cut-out wind speed*), 60 m/s, o aerogerador é desligado por razões de segurança.

## 4.4. Aerodinâmica

### 4.4.1. Otimização da Conversão

Se o rotor da turbina girar devagar, a turbulência induzida no escoamento pelo movimento do rotor é pequena. Pelo contrário se rodar mais rápido, a turbulência é maior e o vento encara a área de varrimento das pás como uma parede. Tem de existir uma compatibilização entre a velocidade do vento e a do rotor, de forma a obter a máxima eficiência, uma vez que maximizando  $C_p$ ,  $P$  será máximo (Castro, 2011).

Pode-se constatar na Figura 4.11, que para manter  $C_p$  no máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento. Este controlo não é possível em sistemas eólicos em que o gerador está ligado diretamente à rede de frequência fixa, o que se impõe no caso dos geradores assíncronos uma velocidade aproximadamente constante, tendo como resultado o funcionamento muitas vezes em regimes não ótimos (Castro, 2011).

## 4.5. Classificação das Turbinas Eólicas

Os aerogeradores podem ser classificados pelo seu *design* estrutural, aerodinâmica, pela disposição do eixo do rotor, pelo número de pás ou até mesmo pelo material usado na construção das pás (Andrês, 2010). Contudo, a distinção primária é feita de acordo com a disposição do eixo do rotor, podendo ser de eixo vertical ou de eixo horizontal.

Pode distinguir-se aerogerador de pequeno, médio e grande porte, sendo que os de médio porte se subdividem em micro aerogerador e mini aerogeradores. De seguida, é estabelecida a nomenclatura para os vários aerogeradores tendo em conta a potência nominal (Benito, 2012):

- Micro aerogeradores, potências até 1 kW;
- Mini aerogeradores, potências 1 kW a 50 kW;
- Aerogeradores de médio porte, potências 50 kW a 1 MW;
- Aerogeradores de grande porte, potências acima de 1 MW.

## 4.6. Componentes de um Sistema Eólico

Na presente secção descrevem-se os vários elementos que constituem um sistema microeólico, cuja representação simplificada se encontra na Figura 4.13.

Neste tipo de aplicações os aerogeradores são predominantemente geradores síncronos trifásicos, raramente usados nos geradores de pequeno, médio ou grande porte. Não possuem caixa de velocidades, sendo portanto de pólos salientes. Como o gerador é ligado diretamente à turbina, o número de pólos compensa a baixa velocidade a que este funciona. A eliminação

da caixa de velocidade traz benefícios permitindo reduzir o peso, o ruído e o custo de manutenção.

Devido à velocidade variável do rotor e à excitação permanente do gerador síncrono, a tensão de saída AC, varia em frequência e em amplitude.

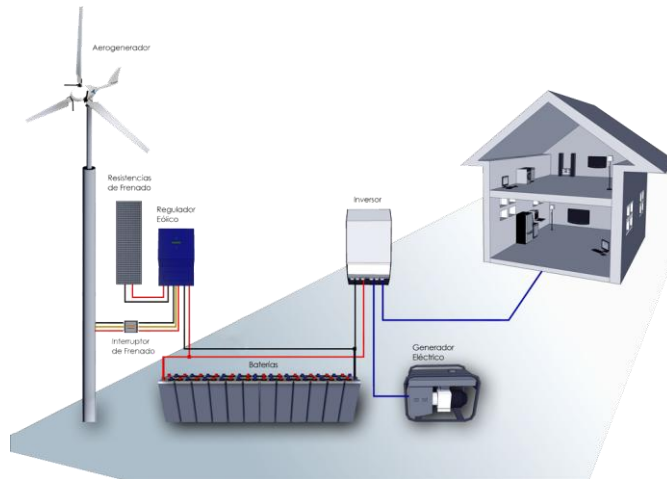


Figura 4.13 – Esquema de um sistema microeólico interligado autónomo (ENERTRA [Online]).

A corrente proveniente do gerador é trifásica, em AC e necessita de ser retificada. Para este efeito é usado um retificador trifásico de ponte completa. A tensão de *ripple* proveniente do retificador não deve exceder os 10%. Alguns fornecedores incluem o retificador integrado na turbina, tendo nas restantes situações de ser adquirido em separado (Dias, 2009).

É necessário o uso de um controlador de tensão equipado com uma carga de derivação com o intuito de proteger o inversor DC/AC contra sobretensões, que podem ocorrer perante grandes velocidade de rotação devido a ventos fortes, ou aumento da velocidade da turbina quando se desliga o inversor da rede. A carga de derivação é um elemento necessário para onde é enviada a sobretensão de modo a reduzir a velocidade e consequentemente o valor da tensão.

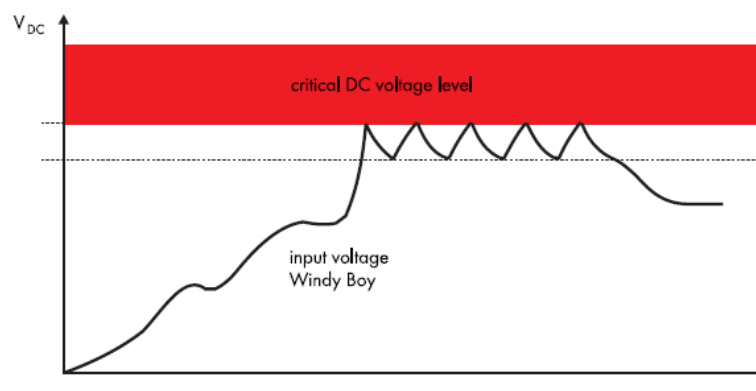


Figura 4.14 – Funcionamento de carga de derivação (SMA Technologies, 2018).



Quando a tensão atinge o valor crítico o seu valor baixa imediatamente, correspondendo este efeito à entrada em ação da carga de derivação. Quando a tensão atinge um certo limite, esta deixa de ser escoada para a carga de derivação e volta a ser enviada para o inversor.

Por fim tem-se o inversor DC/AC que estabelece a ponte de ligação entre o gerador e a rede. A DC proveniente do retificador é convertida novamente em AC, mas de acordo com a frequência e nível de tensão da rede a que está interligada. Do lado DC do inversor deve haver um disjuntor que permita desligar a unidade de microgeração da rede elétrica (Castro, 2011).

#### **4.7. Vantagens e Desvantagens de um Sistema Eólico**

As vantagens e desvantagens quanto ao uso de um sistema eólico sendo:

Vantagens:

- Não emite gases de efeito estufa;
- Não emite gases poluentes;
- Não gera resíduos na sua operação;
- Transformação limpa do recurso energético natural (o vento);
- O sistema é bastante durável e precisa de pouca manutenção.

Desvantagens:

- Se houver mau estudo de mapeamento, previsão e medição dos ventos no local não se tornam fontes confiáveis;
- Possuem custo de investimentos elevado;
- Poluição visual e poluição sonora.

## CAPÍTULO 5 – Caso de Estudo

O presente capítulo corresponde ao caso de estudo de um sistema fotovoltaico e de um sistema eólico de produção local de energia elétrica para autoconsumo numa vivenda situada em Abrantes. Ao longo deste capítulo, será feita uma descrição da vivenda e a análise dos seus consumos de eletricidade que servirão de base para o dimensionamento dos sistemas locais de produção de energia (fotovoltaico e eólico). Tipicamente o sistema FV tem maior produção de energia durante o Verão e durante o dia, enquanto que o sistema eólico também produz energia elétrica durante a noite e tipicamente a sua produção é superior durante o Inverno.

Estes sistemas de produção local de energia elétrica vão ser dimensionados de forma a otimizar o autoconsumo e não a venda de energia à rede, visto que neste regime de produção a venda do excedente de produção apresenta uma tarifa bastante baixa, cerca de 0,05€/kWh. O dimensionamento do sistema para autoconsumo terá em consideração o balanço entre o diagrama de carga (DDC) de consumo da vivenda e o diagrama de produção de energia elétrica a partir dos sistemas estudados com base em energias renováveis.

### 5.1. Descrição da vivenda

A vivenda sobre o qual incidiu este estudo é uma vivenda residencial, situado na zona da Tapada das Caldas de Alferrarede, mais concretamente na freguesia de Abrantes. A fotografia via satélite da vivenda está apresentada na Figura 5.1.



Figura 5.1 – Fotografia da habitação unifamiliar em estudo

A vivenda tem três pisos com as seguintes áreas: Piso 1 - área de 75,12 m<sup>2</sup> (Sótão); Piso 0 - área de 455,68 m<sup>2</sup> (Geral); Piso -1 - área de 240,30 m<sup>2</sup> (Garagem). A vivenda tem 4 quartos, 2 salas, 6 casas de banho e 2 cozinhas.

Numa vivenda da habitação a grande parcela dos custos com a energia, refere-se ao consumo de eletricidade, por isso todas as medidas que conduzem a uma diminuição da fatura de eletricidade são importantes.

Em 2004, foi instalado um posto de transformação (PT) de média tensão, com uma potência instalada de 50 kVA e uma potência contratada de 23,25 kW. A instalação elétrica da vivenda é trifásica com uma corrente nominal de 100A. A potência contratada de 23,25 kW serve a casa de habitação e a casa das máquinas.

As principais cargas de consumo da vivenda são: aquecimento central, arrefecimento central (chiller), Águas Quentes Sanitárias (AQS), bombas de circulação água, iluminação das áreas comuns (interiores e exteriores), equipamentos elétricos/eletrónicos, motores do portão de entrada e saída, bombas de rega, eletrodomésticos, sistemas de segurança, entre outros equipamentos. Na secção seguinte é feita uma descrição mais pormenorizada desses equipamentos.

## **5.2. Principais Equipamentos da Instalação Consumidora**

Com o objetivo de compreender melhor o perfil de consumo de eletricidade da instalação (diagrama de carga), optou-se por fazer um levantamento dos principais equipamentos consumidores de eletricidade e respetivas potências e horas de funcionamento, conforme apresentado na Tabela 5.1.

Pela análise dos dados da tabela pode-se concluir que as principais cargas sazonais são referentes ao aquecimento ambiente, arrefecimento ambiente e às águas quentes sanitárias. As águas quentes sanitárias são consideradas sazonais, visto que durante o Verão existe uma grande contribuição do sistema solar térmico. À exceção da bomba de circulação de água da piscina pode-se considerar que os restantes equipamentos são utilizados durante todo o ano.

Tabela 5.1 – Dados dos principais equipamentos elétricos da vivenda

Equipamentos	Período de Funcionamento [h]	Quant.	Potência unitária p/ verão [W]	Potência Unitária p/ inverno [W]	Potência Total p/verão [W]	Potência Total p/inverno [W]
Radiadores aquecimento ambiente a óleo	9	3	0	1200	0	3600
Arrefecimento central - chiller	0,75	1	14600	0	14600	0
Termoacumulador AQS	1	1	0	2400	0	2400
Transformador 230v/24v p/ eletrônicos gerais	24	1	50	50	50	50
Iluminação exterior (leds) p/corredores	1	11	3	3	33	33
Motores do portão exterior	0,0833	1	140	140	140	140
Iluminação interior (leds) p/ cozinha e sala	6	3	3	3	9	9
Iluminação interior (leds) p/ quartos	1	3	3	3	9	9
Iluminação interior (leds) p/ corredores	1	15	1,8	1,8	27	27
Iluminação interior (leds) p/ wc	1	5	3	3	15	15
Iluminação interior (leds) p/garagem	1	3	3	3	9	9
Ventiloconvetores Grande (arrefecimento + aquecimento)	0,583	8	85	85	680	680
Ventiloconvetores Médio (arrefecimento + aquecimento)	0,583	8	76	76	608	608
Bomba do furo	0,333	1	3000	3000	3000	3000
Bomba de pressão	0,75	1	1700	1700	1700	1700
Bomba de circulação pressurizadora (AQS e aquecimento)	0,3333	5	80	80	400	400
Bomba de circulação da piscina	0,4333	1	1200	0	1200	0
Frigorífico normal com dois portas	24	2	160	160	320	320
Frigorífico congelador	24	1	193	193	193	193
Máquina de lavar roupa	1	1	1200	1200	1200	1200
Máquina de lavar loiça	0,75	2	1180	1180	2360	2360
Máquina de café	0,0833	1	1300	1300	1300	1300
Micro-ondas	0,0333	1	1500	1500	1500	1500
Televisão led p/cozinha + sala	3	1	98	98	98	98
Computadores	5	3	70	70	210	210
Sistemas de alarmes (intrusão e cctv)	24	1	120	120	120	120
Outros equipamentos	24	6	80	80	480	480
<b>Total</b>			<b>26848,8</b>	<b>14648,8</b>	<b>30261</b>	<b>20461</b>

### Aquecimento ambiente

O aquecimento ambiente é realizado normalmente através de uma caldeira alimentada a gasóleo mostrada na Figura 5.2 e com as características que se apresentam na Tabela 5.2.



Figura 5.2 – Caldeira a gasóleo.

Tabela 5.2 – Características da caldeira a gásóleo

Caraterísticas da Caldeira a Gásóleo	Dados
Marca	FERROLI
Modelo	GN1 M 06
Potência nominal (PCI) (GAS + GASOLEO) MÁX.	77,5 kW
Potência nominal (PCI) (GAS + GASOLEO) MIN.	53,2 kW
Potência útil máxima	69,8 kW
Potência útil mínima	48,8 kW
Pressão máxima	4 bar
Temperatura máxima	110°C
Conteúdo água	23 l
Tensão nominal	230 V

Na Figura 5.3 mostram-se os ventiloconvectores (modelos grande e médio) que são usados para aquecimento e também para arrefecimento ambiente, como se explica abaixo. As características dos dois tipos de ventiloconvectores apresentam-se na Tabela 5.3.



Figura 5.3 – Ventiloconvectores para aquecimento e arrefecimento ambiente. a) Modelo médio; b) Modelo grande

Tabela 5.3 – Características dos ventiloconvectores

Caraterísticas dos Ventiloconvectores	Modelo Médio	Modelo Grande
Marca	FERROLI	FERROLI
Modelo	TOP FAN VM-F 40 ESTERO	TOP FAN VM-F 60 ESTERO
Potência	2,8 kW (Arref.) / 6,5 kW (Aquec.)	4 kW (Arref.) / 9,4 kW (Aquec.)
Potência entrada	0,076 kW	0,085 kW
Tensão entrada	230 V	230 V
Corrente entrada	0,35 A	0,39 A
Peso ventiloconvector	22 kg	28 kg
Ruido do chiller	45 dB(A)	46 dB(A)
Pressão de entrada	0,8 MPa	0,8 MPa

Na Figura 5.4 mostra-se o tipo de radiadores toalheiros que funcionam com a água quente do sistema de aquecimento ambiente.



Figura 5.4 – Radiador toalheiro

### **Arrefecimento ambiente**

O arrefecimento ambiente é executado através de um chiller e dos mesmos ventiloconvectores utilizados para aquecimento ambiente. Este chiller, que se mostra na Figura 5.5, não é reversível, ou seja, não pode ser utilizado como bomba de calor e tem as características que se apresentam na Tabela 5.4.



Figura 5.5 –Chiller.



Tabela 5.4 – Características de chiller.

Caraterísticas de Chiller	Dados
Marca	FERROLI
Modelo	RMA IR 37.1 VA AB 7M5
Potência	35,7 kW
Potência entrada	14,6 kW
Tensão entrada	400 V
Corrente entrada	35,7 A
Tipo de fluido frigorígeno	R407C
Peso	462 Kg
Ruido	65,3 dB(A)
Pressão de entrada	3,1 MPa

### Água Quente Sanitária

A água quente sanitária é produzida prioritariamente através de dois coletores solares térmicos da marca Solius, modelo SilverSol3. O reservatório de acumulação (Figura 5.6) tem a possibilidade de apoio elétrico e as suas características são apresentadas na Tabela 5.5. Em caso de necessidade, a água quente sanitária também poderá ser produzida recorrendo à caldeira a gásóleo.



Figura 5.6 – Termoacumulador.

Tabela 5.5 – Características do termoacumulador para AQS.

Caraterísticas termoacumulador	Dados
Marca	ACV
Modelo	HR-BE 380
Volume	290 l
Temperatura máxima acumulação	90°C
Potência entrada	2,4 kW
Tensão entrada	230 V
Corrente entrada	10,43 A
Peso	28 kg
Pressão de entrada água	10 bar max

### 5.3. Análise dos Consumos de Eletricidade da Instalação

De forma a ter um dimensionamento correto de um sistema fotovoltaico e de um sistema eólico, para autoconsumo, é de extrema importância analisar os dados de consumo de eletricidade (diagramas de carga da instalação) bem como as condições contratuais do abastecimento de energia elétrica (tarifa contratada, potência contratada, etc.). A análise das faturas de energia elétrica é também um ponto importante para determinar o consumo anual, o consumo médio diário e a tarifa média ou custo médio de eletricidade.

#### 5.3.1. Dados do Contrato de Eletricidade

A moradia é alimentada em MT 230/400V AC, sendo o comercializador de energia a EDP – Serviço Universal. Na Tabela 5.6 são apresentados os principais dados do contrato de fornecimento de eletricidade.

Tabela 5.6 – Dados do contrato de eletricidade instalação

Distrito	Abrantes
Tarifa contratada	MTB-Média UT, Tetra-Horário
Ciclo horário	Diário
Potência contratada	23,25 kW
Potência instalada	50 kVA
Potência requisitada	50 kVA
Fator de potência	0,98

Sendo um contrato em Média Tensão obriga a uma tarifa de eletricidade tetra-horária, ou seja, existem quatro períodos ao longo do dia com tarifas de eletricidade diferentes. Estes períodos são denominados de horas de ponta, horas cheias, horas de vazio e horas de super vazio. As tarifas de horas de ponta e de horas cheias são mais caras. As tarifas de vazio e super vazio são tarifas correspondentes ao período noturno e são tarifas mais baratas.

O ciclo diário corresponde a uma distribuição igual dos vários períodos horários para todos os dias da semana, não havendo distinção entre dias úteis e fim de semana, ao contrário do ciclo semanal. Nas 24 horas do dia, 4 horas são de ponta, 10 horas de cheias, 6 horas de vazio e 4 horas de super vazio.

Na Tabela 5.7 estão apresentados os preços de potência e de energia ativa (sem IVA) para médias utilizações com tarifas de eletricidade diferenciadas para os períodos II, III (verão) e para os períodos I, IV (Inverno), que correspondem ao contrato de abastecimento da instalação.



Tabela 5.7 – Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT. (Tarifa ERSE 2018)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
			47,81	1,5720
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		10,266	0,3375
	Contratada		1,568	0,0516
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		10,346	0,3401
	Contratada		1,476	0,0485
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta		15,187	0,4993
	Contratada		0,637	0,0209
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1382
		Horas cheias		0,1085
		Horas de vazio normal		0,0765
		Horas de super vazio		0,0656
	Períodos II, III	Horas de ponta		0,1412
		Horas cheias		0,1107
		Horas de vazio normal		0,0792
		Horas de super vazio		0,0728
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1444
		Horas cheias		0,1119
		Horas de vazio normal		0,0778
		Horas de super vazio		0,0668
	Períodos II, III	Horas de ponta		0,1503
		Horas cheias		0,1120
		Horas de vazio normal		0,0816
		Horas de super vazio		0,0728

Sendo a potência contratada de 23,25 kW, significa que existe um encargo fixo diário com a potência de 1,476 € para além do termo fixo inerente ao contrato de MT de 1,5720 €. Para um mês de 30 dias, estes dois custos, correspondem a um encargo fixo mensal de cerca de 91,44 €. A potência em horas de ponta corresponde à potência média tomada durante as horas de ponta de todo o mês. Desta forma, os custos associados à potência variam de mês para mês, assim como os encargos com a energia ativa, que dependem da quantidade de energia ativa consumida por período horário. Esta estrutura tarifária tem por objetivo promover o desvio de consumo das horas de ponta, para outras horas mais baratas, assim como a diminuição da utilização da potência em horas de ponta.

### 5.3.2. Dados das Faturas de Eletricidade

Recorrendo aos dados da área de cliente da página de internet da EDP distribuição e aos dados das faturas de eletricidade foi possível aceder aos consumos mensais de energia ativa ao longo do ano de 2017 e 2018 da habitação. Desta forma, foi possível determinar o consumo anual, os consumos mensais e os consumos médios mensais e diários da instalação desses anos, que se encontram representados nas Tabelas 5.8 e 5.9.

No ano de 2017, o consumo médio mensal foi de 906 kWh, o que correspondeu a um consumo médio diário de 29,7 kWh. No ano de 2018, o consumo médio mensal foi de 1014 kWh, o que correspondeu a um consumo médio diário de 33,2 kWh. No ano de 2017, o consumo de energia elétrica mensal variou entre 738 kWh (mês de maio) e 1275 kWh (mês de outubro). No ano de 2018, o consumo de energia elétrica mensal variou entre 442 kWh (mês de abril) e os 1776 kWh (mês de dezembro).

Tabela 5.8 – Consumos anual, mensal e médio diário de energia elétrica do ano 2017 (EDP, 2017).

Mês 2017	En. Ativa vazio [kWh]	En. Ativa super vazio [kWh]	En. Ativa ponta [kWh]	En. Ativa cheias [kWh]	Total En. Ativa no período [kWh]	En. Ativa Média diária [kWh]	Valor da Fatura [Euros]
Jan	180	107	150	384	821	26,47	219,52
Fev	176	104	136	347	762	27,23	219,38
Mar	177	105	137	351	770	24,84	218,10
Abr	173	108	140	340	761	25,37	219,03
Mai	170	107	148	313	738	23,81	217,29
Jun	172	105	146	319	743	24,75	219,06
Jul	253	127	234	386	999	32,22	229,36
Ago	262	129	212	432	1035	33,39	263,34
Set	286	158	240	466	1151	38,38	320,34
Out	291	128	280	576	1275	41,14	365,07
Nov	259	129	206	371	966	32,20	216,05
Dez	219	101	207	330	856	27,62	218,47
Média	218	117	186	385	906	29,79	
Anual	2619	1407	2236	4616	10878		2925,01

Tabela 5.9 – Consumos anual, mensal e médio diário de energia elétrica do ano 2018 (EDP, 2018).

Mês 2018	En. Ativa vazio [kWh]	En. Ativa super vazio [kWh]	En. Ativa ponta [kWh]	En. Ativa cheias [kWh]	Total En. Ativa no período [kWh]	En. Ativa Média diária [kWh]	Valor da Fatura [Euros]
Jan	131	75	113	286	605	19,52	213,33
Fev	128	71	114	263	576	19,86	221,78
Mar	135	74	113	280	602	19,42	218,08
Abr	98	54	94	196	442	14,73	214,90
Mai	217	98	141	360	816	26,32	215,79
Jun	282	114	192	480	1068	35,60	249,74
Jul	265	99	160	370	894	28,84	297,97
Ago	330	165	362	757	1614	52,06	414,48
Set	292	151	259	627	1329	44,30	296,79
Out	208	98	183	391	880	28,39	239,75
Nov	372	190	298	707	1567	52,23	234,08
Dez	408	222	357	789	1776	57,29	331,09
Média	239	118	199	459	1014	33,21	
Anual	2866	1411	2386	5506	12169		3147,78

Em 2017 e 2018, os consumos de eletricidade corresponderam a um custo anual de 2.925 € e de 3.147,8 €, respetivamente. Estes valores foram obtidos somando todos os custos com a energia de cada ano.

Pela análise da Figura 5.7 pode-se concluir que, tendencialmente, os maiores consumos ocorrem nos meses de Verão, onde existe maiores necessidades de arrefecimento, maior utilização de piscina e do sistema de rega.

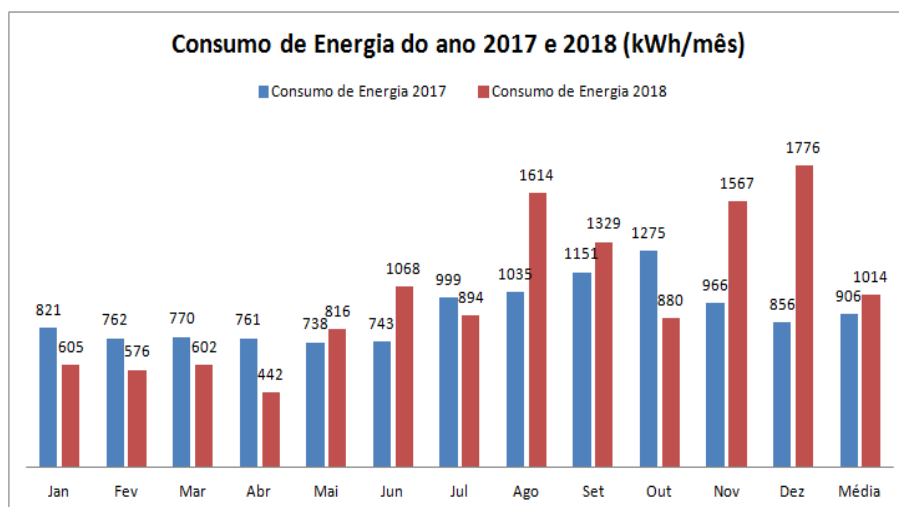


Figura 5.7 – Consumos de energia elétrica mensais do ano 2017 e 2018 (em kWh/mês).

No entanto, no inverno de 2018, registaram-se maiores consumos de eletricidade do que no ano de 2017. O aquecimento central, com base numa caldeira a gasóleo, esteve a funcionar de forma intermitente e recorreu-se a aquecedores individuais elétricos para a realização do aquecimento ambiente nesse período.

A informação das faturas de eletricidade servirá também para determinar a tarifa média de compra de eletricidade da vivenda, para a determinação da viabilidade económica (Capítulo 6) dos sistemas estudados.

### 5.3.3. Diagrama de Carga da Instalação Consumidora

Para a realização deste estudo é de extrema importância conhecer o perfil de consumo ao longo das 24 horas (diagrama de carga - DDC) da instalação consumidora de eletricidade. O perfil de consumo deve ser comparado com o perfil de produção de energia fotovoltaico e eólico, a fim de proceder ao correto dimensionamento desses sistemas.

Para o efeito, foi feito um pedido à EDP distribuição para permitir o acesso aos dados de telemetria da instalação. Estes dados correspondem aos valores da potência média ativa consumida, em intervalos de 15 minutos ao longo das 24 horas do dia, durante os 365 dias do ano. Com base nestes dados é possível apresentar o perfil de consumo da instalação para diferentes dias do ano.

Para cada mês do ano de 2018 foi calculado o perfil de consumo médio diário desse mês (média de todos os dias do mês por cada intervalo de 15 minutos). Estes perfis de consumo médios são apresentados em quatro gráficos diferentes, da Figura 5.8 até à Figura 5.11. Foram agrupados na mesma figura os perfis de consumo que apresentaram alguma similaridade.

Os DDC médios diários de Janeiro a Abril de 2018 são bastante similares e daí estarem representados na Figura 5.8.

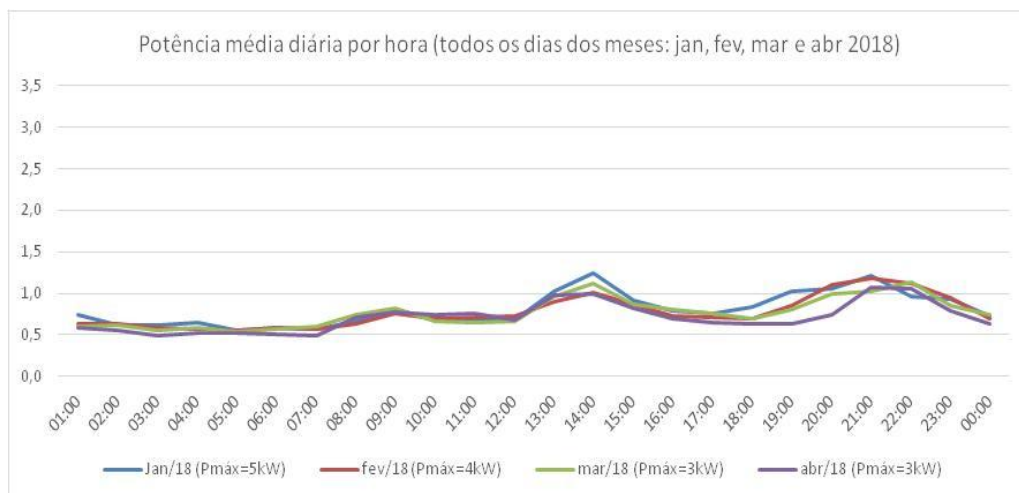


Figura 5.8 – DDC diários médios dos meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril de 2018.

Nestes quatro meses o consumo mensal variou entre 509 kWh (Abril) e 599 kWh (Janeiro), traduzindo-se numa variação do consumo médio diário entre 17 e 19 kWh. São os meses que apresentaram menor consumo de eletricidade. No Inverno de 2017/2018, a caldeira a gásóleo responsável pelo aquecimento ambiente da vivenda funcionou permanentemente.

Nas Figuras 5.9 e 5.10 estão representados os DDC médios diários dos meses mais quentes.

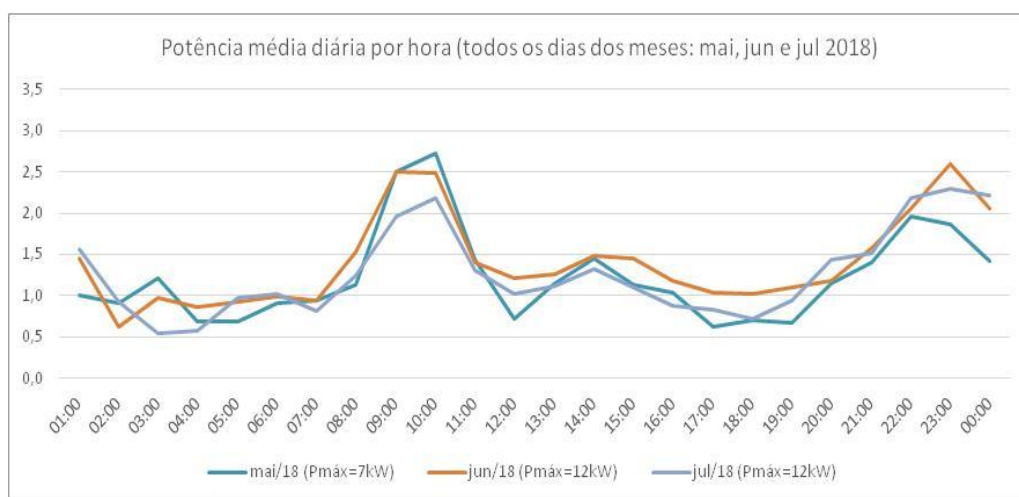


Figura 5.9 – DDC diários médios dos meses de Maio, Junho e Julho de 2018.

Pela Figura 5.9 verifica-se que os DDC de Maio a Julho também são muito similares. Nestes meses já se verifica um aumento do consumo de eletricidade, certamente devido ao arrefecimento ambiente, utilização da piscina e sistema de rega. O consumo mensal foi superior no mês de Junho (1018 kWh) do que no mês de Maio (913 kWh) e do que no mês de Julho (951 kWh).

Na Figura 5.10 estão representados os DDC médios diários dos meses de Agosto, Setembro e Outubro.

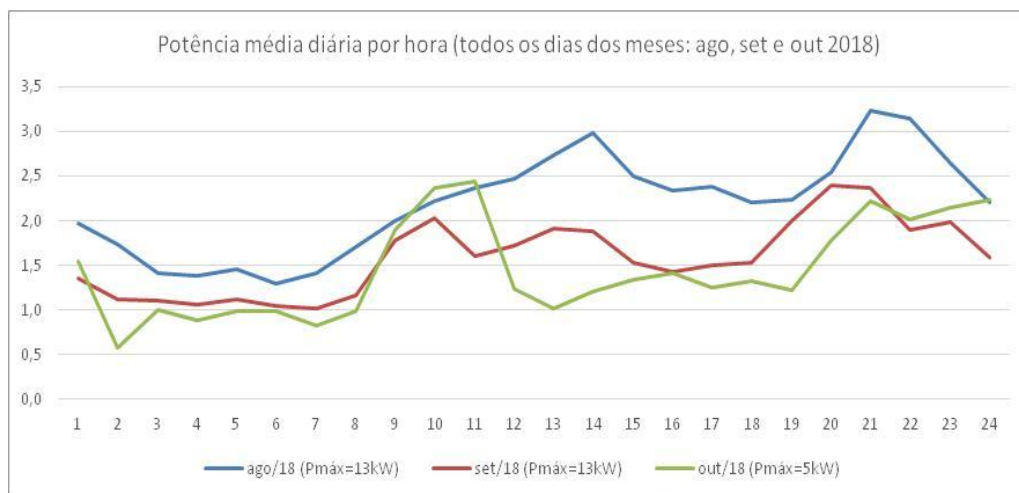


Figura 5.10 – DDC diários médios dos meses de Agosto, Setembro e Outubro de 2018.

Nestes três meses o consumo mensal variou entre 1083 kWh (Outubro) e 1630 kWh (Agosto). Agosto (linha azul) foi o mês que representou o maior consumo de energia de todo o Verão, sendo também um dos meses de maior consumo de todo o ano de 2018. Denota-se aqui o peso do consumo associado ao arrefecimento ambiente. As potências médias diárias apresentam valores de pico na ordem dos 3 kW entre as 13h e as 14h e na ordem dos 3,2 kW entre as 20 e as 22h. Estes valores de pico só voltam a ocorrer durante os meses de Novembro e Dezembro, como se pode observar na Figura 5.11. Como explicado anteriormente, tal situação foi devido à utilização de equipamentos elétricos para o aquecimento ambiente. A caldeira a gásóleo teve um funcionamento intermitente por razões de custo com o combustível. Em Novembro e Dezembro o consumo mensal foi de 1590 kWh e 1845 kWh, respetivamente.

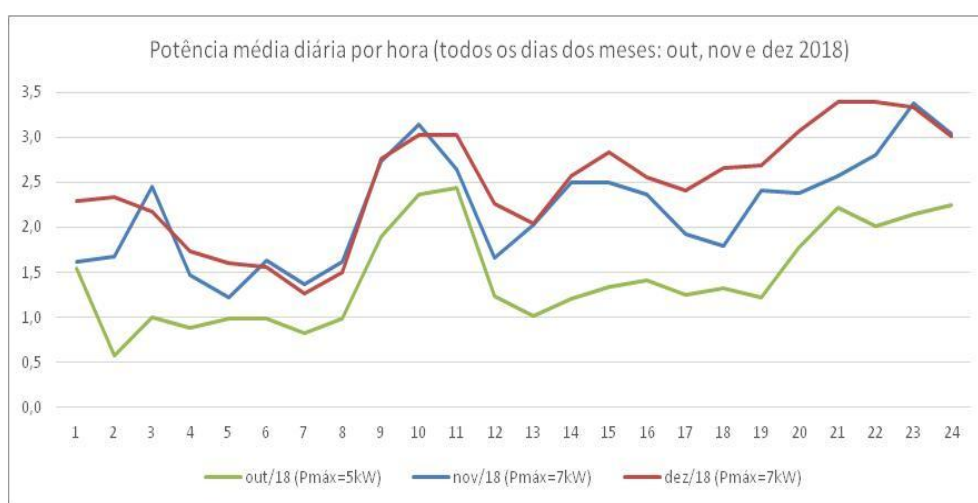


Figura 5.11 – DDC diários médios dos meses de Outubro, Novembro e Dezembro de 2018.

Para além da análise dos diagramas de carga e dos consumos de energia, interessa também analisar as potências ativas máximas solicitadas à rede. Com base nas leituras da potência ativa, de 15 em 15 minutos dos 365 dias do ano, foi determinada a potência ativa máxima para cada mês dos anos de 2017 e 2018, como apresentado na Figura 5.12.

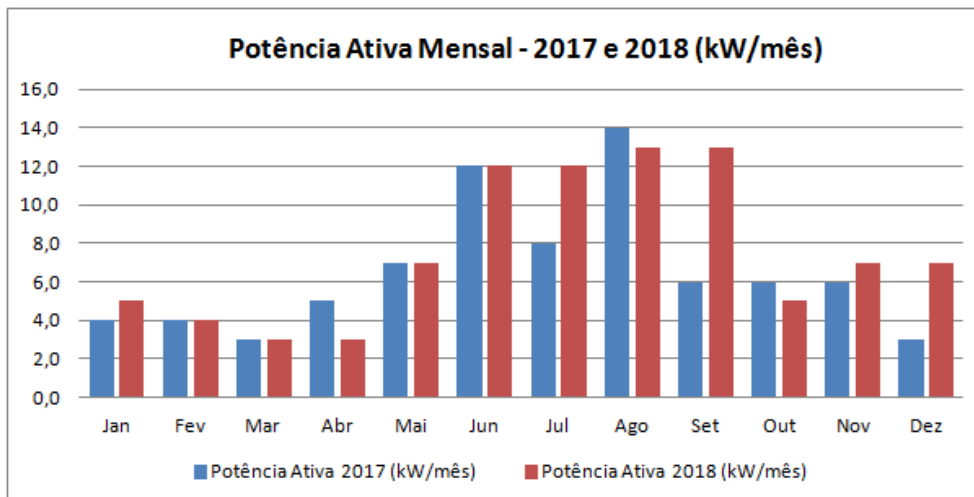


Figura 5.12 – Potência ativa mensal ano 2017 e 2018.

Pela análise da figura 5.12, pode concluir-se que no ano de 2017 a potência ativa máxima foi de 14 kW e no ano de 2018 foi de 13kW. Estes máximos ocorreram no mês de Agosto, devido ao funcionamento do sistema de arrefecimento central e de outras máquinas com potência significativa que funcionam tipicamente no Verão.

Com base na análise dos consumos de energia, da potência tomada ao longo do ano e dos dados das faturas de eletricidade, pode-se concluir que os maiores custos com a energia ocorrem durante o período de Verão.

#### 5.4. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico de produção de energia elétrica vai ser dimensionado com base nos dados de consumo de eletricidade de 2018, usando como ponto de partida o consumo médio diário de 33 kWh. Embora o valor de potência tomada mais alto (potência ativa máxima mensal) seja de 13 kW (Agosto), o valor de potência ativa média mensal de agosto é de 2,4 kW, o que sugere que este valor de potência de pico é de curtas durações.

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma instalação doméstica simples, pode não se utilizar *software* específico. Neste contexto, a aplicação de um conjunto de equações matemáticas simples permite executar o processo de dimensionamento de forma mais ou menos precisa. Contudo, se o sistema tiver algum grau de complexidade, é prudente que seja utilizado um *software* específico, nomeadamente quando se trata de um sistema de produção para autoconsumo. Nesta situação é muito importante, para efeitos de avaliação económica, determinar a quantidade de energia elétrica produzida que vai ser autoconsumida, porque o excedente de produção que pode ser injetado na rede, caso se opte por vender, vai ser remunerado a um valor muito baixo.

#### 5.4.1. Cálculo Teórico da Capacidade do Gerador Fotovoltaico

Nesta primeira subsecção vai-se determinar a capacidade do gerador fotovoltaico a instalar com base no consumo médio diário, utilizando equações matemáticas simples. Para o efeito além de conhecer o consumo médio diário da instalação é necessário determinar dois fatores de correção, o fator de correção de perdas ( $K1$ ) e o fator de correção correspondente ao número de horas equivalente de radiação ( $K2$ ), como se explica de seguida.

##### 5.4.1.1. Fator de Correção das Perdas ( $K1$ )

Um dos fatores de correção ( $K1$ ) diz respeito às perdas inerentes ao sistema fotovoltaico. As perdas com maior expressão neste tipo de sistema são perdas nos cabos elétricos, no inversor e no regulador de carga, no caso de existirem baterias.

Segundo (Morais, 2012), as perdas nos cabos ( $PerdasCab$ ), de sistemas de fotovoltaicos isolados são cerca de 3%. Por outro lado, pode-se considerar que as perdas de conversão no inversor ( $PerdasConv$ ), incluindo o regulador de carga, são cerca de 15%. O fator de correção  $K1$  é determinado pela equação 5.1.

$$K1 = Kcab \times Kconv \quad (5.1)$$

Em que,

$$Kcab = 1 - PerdasCab \quad (5.2)$$

$$Kconv = 1 - PerdasConv \quad (5.3)$$

Pelas equações 5.2 e 5.3 pode-se calcular o  $Kcab$  (fator de correção para perdas nos cabos) que é de 0,97 e o  $Kconv$  (fator de correção para perdas no inversor) que é de 0,85. Substituindo estes valores na equação 5.1 obtém-se o fator de correção total ( $K1$ ) de 0,83.

Além destas perdas, que vão ser consideradas nos cálculos através do fator  $K1$ , existem outros fatores no cálculo da potência do sistema fotovoltaico relacionados com a radiação solar, como se apresenta de seguida.

##### 5.4.1.2. Fator de Correção ( $K2$ ) - Números de Horas Equivalente de Radiação

Atendendo a que a radiação solar incidente é muito variável ao longo do ano, é necessário identificar o valor da intensidade da radiação para o mês mais desfavorável, para o qual se deve dimensionar o gerador fotovoltaico. Sendo assim, deve-se determinar um fator ( $K2$ ), que diz respeito ao número de horas equivalentes correspondentes à radiação padrão de  $1000 \text{ W/m}^2$  (Morais, 2012). Para o efeito, pode-se utilizar um *Software* disponível na Internet designado de **PVGIS** (*Photovoltaic Geographical Information System*), que simula a produção de energia a partir de um sistema fotovoltaico em função de radiação solar do local. O **PVGIS** tem informação sobre os dados da radiação para Portugal e neste caso específico para o local de Abrantes.

Na Tabela 5.10 são apresentados os valores de energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico em kWh/m<sup>2</sup>/dia, para localidade de Abrantes (ano de 2018), em função da irradiação horizontal ( $H_h$ ), da irradiação sobre plano otimamente inclinado ( $H_{opt}$ ) e da



irradiação para inclinação de 33, 34°, 35° e 40°. Com base nestes resultados pode-se concluir que a posição fixa dos painéis mais favorável corresponde à inclinação de 35°.

Tabela 5.10 – Dados de referentes à produção de energia a partir de um sistema fotovoltaico para o local de Abrantes. Fonte: *PVGIS*

Mês	Hh	Hopt	H(33)	H(34)	H(35)	H(36)	H(37)	H(38)	H(39)	H(40)
Jan	2030	3340	3310	3340	3370	3390	3410	3440	3460	3480
Fev	2660	3740	3720	3740	3760	3370	3790	3810	3820	3830
Mar	4360	5480	5470	5480	5490	5500	5510	5520	5520	5530
Abr	4890	5190	5200	5190	5180	5170	5150	5140	5130	5110
Mai	6070	5870	5900	5870	5840	5810	5780	5750	5720	5680
Jun	6850	6300	6340	6300	6260	6220	6180	6130	6090	6040
Jul	6950	6530	6570	6530	6500	6460	6420	6370	6330	6280
Ago	6420	6640	6660	6640	6620	6590	6570	6540	6520	6490
Set	4960	5900	5890	5900	5900	5900	5910	5900	5900	5900
Out	3470	4790	4770	4790	4810	4830	4850	4870	4880	4900
Nov	2180	3370	3350	3370	3390	3420	3440	3460	3480	3490
Dez	1810	3080	3050	3080	3310	3130	3150	3180	3200	3220
<b>Ano</b>	<b>4400</b>	<b>5030</b>	<b>5030</b>	<b>5030</b>	<b>5030</b>	<b>5030</b>	<b>5020</b>	<b>5020</b>	<b>5010</b>	<b>5000</b>

Usando como base a energia produzida sobre o plano otimamente inclinado para o mês mais desfavorável, que é o mês de Dezembro, com o valor é de 3080 Wh/m<sup>2</sup>/dia, obtém-se o valor de número de horas equivalentes à radiação padrão de 1000 W/m<sup>2</sup> (K2) que é de 3,08 h/dia.

#### 5.4.1.3. Potência do Gerador Fotovoltaico

Com base nos dados obtidos anteriormente e o consumo médio diário de 33 kWh, pode-se calcular a potência do gerador FV a partir da seguinte equação:

$$Pot_{FV} = \frac{Cmd}{K1 \times K2} = \frac{33000}{0,83 \times 3,08} = 12908,77 \text{ W} \approx \mathbf{13 \text{ kW}} \quad (5.4)$$

Onde,

*Cmd* – Consumo médio diário da instalação (Wh)

*K1* – Fator de correção das perdas

*K2* – Fator de correção em horas de radiação equivalente por dia (h)

*Pot<sub>FV</sub>* - Potência do gerador fotovoltaico (kW)

Pode-se concluir, que o valor da potência FV obtida, a partir deste cálculo simples, é igual à potência de pico tomada da instalação que só ocorreu durante os meses de verão de 2018 (Figura 5.12), o que sugere que esta potência FV pode estar sobredimensionada.



### 5.4.2. Dimensionamento do Sistema FV com *Sunny Design*

O *Sunny Design* é um *software* para o planeamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, concebido pela marca SMA de inversores. O *Sunny Design* propõe ao utilizador uma combinação de geradores fotovoltaicos e de inversores em função do valor de potência FV que se pretende instalar. Faz o cálculo do rendimento energético do sistema que permite comparar várias soluções, para além de ser um *software* gratuito e de fácil utilização (Pereira, 2015).

Além disso, permite também simular a quantidade de energia fotovoltaica produzida que será utilizada para autoconsumo, tendo em consideração o diagrama de carga real da instalação. Permite fazer o *upload* de um ficheiro CSV (ficheiro separado por vírgulas) com os dados da potência ativa consumida por cada 15 minutos durante os 365 dias do ano, que correspondem a 35040 valores. Esta é uma das principais vantagens deste *software* quando comparado com outros *softwares*. Por exemplo, no *Solterm* os valores de consumos horários têm que ser introduzidos manualmente por cada dia do ano, ou então tem que ser definido um dia típico por mês ou trimestre e dar a indicação que esse dia se repete.

Dependendo da configuração a adotar, o processo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos envolve a escolha de diversos parâmetros, tais como, a potência FV a instalar, o número e tipo de módulos FV, assim como o inversor. Este procedimento pode ter que ser repetido várias vezes, com auxílio do programa *Sunny Design Web* (SMA Sunny Design Web [Online]), de forma a encontrar a melhor solução.

#### 5.4.2.1. Inclinação e Orientação do Sistema FV

As simulações foram realizadas sob as mesmas condições de inclinação do módulo de  $35^\circ$ , que como referido anteriormente é a inclinação mais adequada para o local de Abrantes, e azimute ( $0^\circ$ norte,  $180^\circ$ Sul), como é mostrado na Figura 5.13.



Figura 5.13 - Orientação e inclinação dos módulos - *SMA-Sunny Design*

O ponto de partida foi considerar um valor próximo da potência calculada na seção 5.4.1.3 de 13 kWp. Para o dimensionamento do sistema FV a instalar foram feitas várias simulações, diminuindo a potência FV instalada para determinar as soluções mais adequadas para autoconsumo. Foram simuladas 9 possibilidades de potência FV a instalar compreendidas entre 12,15 kWp (45 módulos) e 4,05 kWp (15 módulos). Para cada uma das possibilidades (diferentes valores de potência FV) são escolhidos os vários equipamentos necessários desde o tipo e número de módulos e o inversor mais adequado.

#### 5.4.2.2. Escolha do Módulo Fotovoltaico

Sendo o módulo responsável pela captação da radiação solar e consequentemente a sua conversão em energia elétrica, assume uma importância vital no sistema.

São diversos os módulos solares FV disponíveis no mercado. Para este projeto a seleção do módulo foi feita com base nas especificações técnicas, na certificação de qualidade dos módulos, no cumprimento dos requisitos e normas internacionais do sector, no tipo de célula solar e na eficiência de conversão do módulo. Quanto maior for o valor da eficiência da célula fotovoltaica, menor será a área ocupada por kW instalado. Neste sentido, optou-se por um módulo com células policristalinas, por apresentarem um bom rendimento e serem mais baratas que as monocristalinas. Após análise de vários módulos que satisfizessem estas características, seleccionou-se o Módulo FV JKM270PP-60 da marca Jinko Solar com 270 Wp e que apresenta uma eficiência 16,5%. Este módulo é o que apresenta uma das melhores relações preço qualidade para além de apresentar mais anos de garantia (25 anos).

Na Tabela 5.11 são apresentadas em forma de resumo as principais características do módulo escolhido (Figura 5.14), para uma consulta mais pormenorizada, no Anexo A está disponibilizada a folha de característica do mesmo.



Figura 5.14 - Módulo FV Jinko Solar JKM270PP-60. Fonte: *JinkoSolar*

Tabela 5.11 - Característica do módulo FV

Marca	JINKOSOLAR
Modelo	JKM270PP-60
Tipo de célula /Nº	Policristalina / 60
Potência (Pmax)	270 W
Eficiência (%)	16,50 %
Tensão (Vmp)	31,7 V
Corrente (Imp)	8,52 A
Tensão (Voc)	38,8 V
Corrente (Isc)	9,09 A
Tensão máxima	1000 VDC
Coeficiente de Temperatura	
Potência (P)	-0,40%/°C
Tensão (Voc)	-0,30%/°C
Corrente (Isc)	0,06%/°C
Comprimento	992 mm
Largura	1650 mm
Espessura	40 mm
Peso	19 kg

#### 5.4.2.3. Escolha dos Inversores

Quando se está perante potências elevadas (superior à 10 kW), é usual utilizarem-se vários inversores, fazendo com que a soma da sua potência perfaça a potência total da instalação. A convergência da potência total numa só unidade provoca uma redução da eficiência no inversor, visto este se encontrar a trabalhar com um baixo valor de carga na maior parte do tempo (Pereira, 2015).

Para se seleccionar o inversor deve-se ter em conta, a eficiência do inversor que deve ser alta para cargas elevadas, se o inversor suporta sobrecargas de 20% ou mais, e o facto de este não dever funcionar à potência máxima. Na Tabela 5.12, são apresentadas algumas características consideradas relevantes dos inversores da marca SMA, considerados adequados para os diferentes níveis de potência FV.

Tabela 5.12 - Característica dos inversores seleccionados para o projeto - SMA Technologies

Marca	SMA	SMA	SMA	SMA
Modelo	Tripower 5.0	Tripower 6.0	Tripower 8.0	Tripower 10.0
Potência máx. FV	9000Wp	9000Wp	15000Wp	15000Wp
Tensão máx. FV	850 V	850 V	1000 V	1000 V
Corrente máx. FV	12-18 A	12-18 A	20-30 A	20-30 A
Tensão min e máx MPPT	215-800 V	260-800 V	260-800 V	320-800 V
Consumo em Standby	5 W	5 W	5 W	5 W
Potência nominal	5000 W	6000 W	8000 W	10000 W
Potência máx. saída AC	5000 VA	6000 VA	8000 VA	10000 VA
Corrente máx. saída AC	3 x 7,6 A	3 x 9,1 A	3 x 12,1 A	3 x 14,5 A
Rendimento	97,4 %	97,6 %	97,7 %	98 %

#### 5.4.2.3.1. Verificação dos Inversores

Na Tabela 5.13, é determinada a potência dos inversores para as 9 soluções de potência FV estudadas, respeitando o princípio enunciado pela equação 5.5, por forma a garantir uma boa eficiência do sistema.

$$0.8 \times P_{FV} < P_{inv\ DC} < 1.2 \times P_{FV} \quad (5.5)$$

Tabela 5.13 – Verificação das potências dos inversores

Sistema	$0,8 \times P_{FV}$	$P_{inv\ DC}$	$1,2 \times P_{FV}$
1	3,24 kW	4,05 kW	4,86 kW
2	3,67 kW	4,59 kW	5,51 kW
3	4,32 kW	5,40 kW	6,48 kW
4	5,40 kW	6,75 kW	8,10 kW
5	6,48 kW	8,10 kW	9,72 kW
6	7,13 kW	8,91 kW	10,69 kW
7	7,56 kW	9,45 kW	11,34 kW
8	8,64 kW	10,80 kW	12,96 kW
9	9,72 kW	12,15 kW	14,58 kW

Estas nove soluções foram simuladas no *Sunny Design* para um valor próximo da potência dos inversores. O *Sunny Design* dá a indicação de se o inversor escolhido é adequado em função da potência FV que se pretende instalar. Na Tabela 5.14 são apresentadas as 9 soluções estudadas, o número de módulos necessários para cada nível de potência FV e o inversor adequado a cada uma das situações.

Tabela 5.14 – Dados das 9 soluções de potência FV simuladas

Potência FV	4,05 kW	4,59 kW	5,40 kW	6,75 kW	8,10 kW	8,91 kW	9,45 kW	10,80 kW	12,15 kW
Inversor	STP5.0-3AV-40	STP5.0-3AV-40	STP5.0-3AV-40	STP6.0-3AV-40	STP8.0-3AV-40	STP8.0-3AV-40	STP10.0-3AV-40	STP10.0-3AV-40	STP 12000TL-20
Módulos FV	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60	JKM-270PP-60
Quantidade total de módulos FV	15	17	20	25	30	33	35	40	45
Potência de pico FV	4,05 kWp	4,59 kWp	5,40 kWp	6,75 kWp	8,10 kWp	8,91 kWp	9,45 kWp	10,80 kWp	12,15 kWp
Nº de inversores fotovoltaicos	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Potência nominal AC dos invers FV	5,00 kW	5,00 kW	5,00 kW	6,00 kW	8,00 kW	8,00 kW	10,00 kW	10,00 kW	12,00 kW
Relação de potência ativa	123,50%	108,90%	92,60%	88,90%	98,80%	89,80%	105,80%	92,60%	98,80%
Rendimento de energético anual	6.949,48 kWh	7.912,18 kWh	9.339,73 kWh	11.616,64 kWh	13.985,12 kWh	15.382,21 kWh	16.364,65 kWh	18.714,42 kWh	20.974,31 kWh
Rendimento energético espec.	1716 kWh/kWp	1724 kWh/kWp	1730 kWh/kWp	1721 kWh/kWp	1727 kWh/kWp	1726 kWh/kWp	1732 kWh/kWp	1733 kWh/kWp	1726 kWh/kWp

#### 5.4.2.4. Configuração das Fileiras

O *Sunny Design* também determina automaticamente o número máximo de módulos FV que se podem ligar em série, ou seja, que se podem ligar por fileira, para ligar à entrada do inversor. Este número máximo é determinado em função da tensão máxima admissível pelo inversor (Tabela 5.13) e da tensão em circuito aberto dos módulos (Tabela 5.11).

No entanto, como o valor da tensão de circuito aberto varia com a temperatura do módulo, é necessário introduzir no *Sunny Design* os valores de temperatura máxima e mínima ambiente do local, como se apresenta na Figura 5.15.

As indicações da temperatura são necessárias para o cálculo das tensões mínima e máxima das strings. Pode optar entre a indicação das temperaturas das células e a das temperaturas ambiente. Os campos identificados com \* são de preenchimento obrigatório.

Temperatura das células

Temperatura ambiente

Temperatura mínima \*

< 4 >

°C

Temperatura de dimensionamento \*

< 24 >

°C

Temperatura máxima \*

< 38 >

°C

Figura 5.15 – Temperatura ambiente do local – SMA-Sunny Design

Os dados de temperatura máxima e mínima ambiente de Abrantes são do Instituto Nacional de Meteorologia de Portugal (ver Figura 5.16). A temperatura mínima é de 5°C, atingida no mês de Janeiro, e a temperatura máxima é de 33°C, que é atingida no mês de Julho. Os valores introduzidos no *Sunny Design* foram de 4°C (abaixo da temperatura mínima) e de 38°C (acima da temperatura máxima) para dar alguma margem.

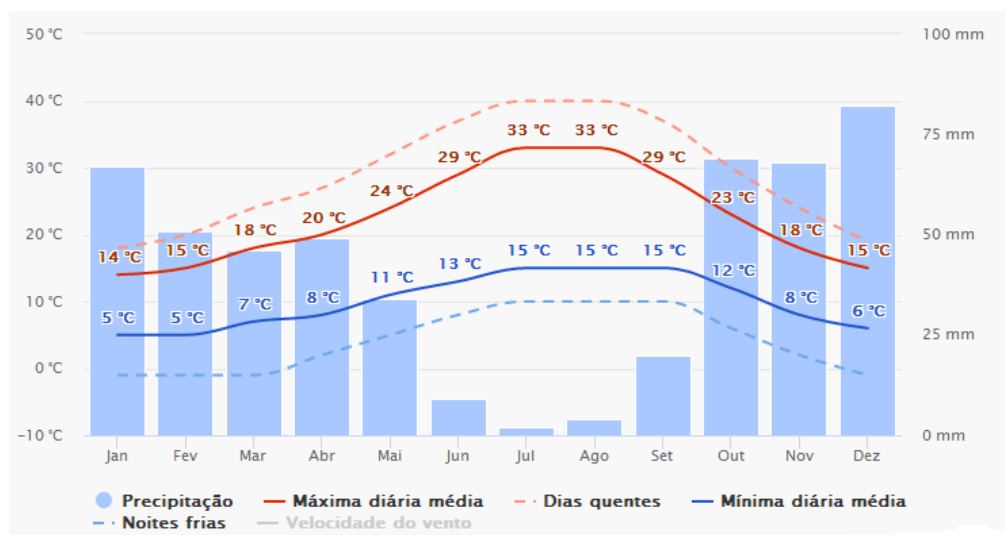


Figura 5.16 – Médias de temperatura, e precipitação para o local de Abrantes. Fonte: ([https://www.meteoblue.com/pt/tempo/previsao/modelclimate/abrantes\\_portugal\\_2272447](https://www.meteoblue.com/pt/tempo/previsao/modelclimate/abrantes_portugal_2272447))

Na Figura 5.17, é apresentado um exemplo do número de fileiras recomendadas pelo *Sunny Design* para o caso de 5.40 kWp (20 módulos). Nesta situação é só necessário usar uma fileira

(string) da entrada A do inversor, visto que com os 20 módulos em série a tensão máxima do inversor não é atingida.

Aqui pode-se configurar, para cada entrada CC do inversor, o gerador fotovoltaico ligado, com o número e comprimento das strings. Por baixo dos campos de introdução são exibidos os valores possíveis.

Razão de potência nominal: 96 % Potência de pico: 5,40 kWp

135 %
91 %
 Número de módulos FV: 20

Este inversor suporta a ligação em paralelo de várias entradas. Desta forma, a corrente máxima admissível de entrada no inversor aumenta, tornando o dimensionamento do sistema mais flexível. **Padrão** A || B

Entrada	Gerador fotovoltaico	Strings	Módulos FV	Total
A	Gerador fotovoltaico 1	< 1 > (1...1)	x < 20 > (5...20)	20
+ Ligar outro gerador fotovoltaico à entrada (múltiplas strings) ?				
B	—	< >	x < >	0

Figura 5.17 – Configuração de fileiras para o sistema (por inversor). - SMA-Sunny Design

Na Tabela 5.15, são apresentados o número de fileiras por entrada do inversor e o número de módulos a ligar por fileira, em que dependendo do inversor poderão ser utilizadas as entradas A e B e uma ou duas fileiras por entrada.

Tabela 5.15 – Dados da configuração das fileiras de ligação ao inversor

Potência FV	Nº de módulos FV	Nº Fileiras por entrada A/B	Nº FV por fileiras na entrada A/B	Nº FV total por entrada A/B	Tensão Máxima na entrada A/B
4,05 kW	15	1/0	15/0	15/0	619 V / 0 V
4,59 kW	17	1/0	17/0	17/0	702 V / 0 V
5,40 kW	20	1/0	20/0	20/0	825 V / 0 V
6,75 kW	25	1/1	20/5	20/5	825 V / 207 V
8,10 kW	30	1/1	19/11	19/11	784 V / 454 V
8,91 kW	33	1/1	19/14	19/14	784 V / 578 V
9,45 kW	35	1/1	19/16	19/16	784 V / 660 V
10,80 kW	40	2/0	20/0	40/0	825 V / 0 V
12,15 kW	45	2/1	19/7	38/7	784 V / 289 V

Por exemplo para a potência FV de 5,40 kWp o *Sunny Design* recomenda só uma fileira (20 módulos ligados em série), visto que neste caso a potência máxima suportada pelo inversor é de 850V. No caso da potência FV de 12,15 kWp (45 módulos), recomenda duas fileiras na entrada A, com 19 módulos ligados em série em cada fileira e uma fileira com 7 módulos em série a ligar na entrada B. Desta forma, está garantido que a tensão do conjunto dos módulos FV em cada entrada é inferior à tensão máxima admissível pelo inversor, que neste caso é de 1000 V.

#### 5.4.2.5. Escolha dos Inversores com Carregador

Se o produtor desejar um sistema com armazenamento, terá de ter um inversor com carregador de baterias, que para além de inversor, também faz a gestão da carga e da descarga das baterias. A escolha deste inversor teve por base a capacidade de armazenamento das baterias a instalar e o tipo de bateria (Pereira, 2015).

Na Tabela 5.16, são apresentadas algumas características consideradas relevantes dos inversores com carregador utilizados nos dimensionamentos. Foram escolhidos dois modelos da SMA: o *Boy Storage 5.0* para potências FV até 6,75 kW e o modelo *Boy Storage 6.0* para potências superiores.

Tabela 5.16 - Característica dos inversores com carregadores selecionados para o projeto. Fonte: SMA Technologies

Marca	SMA	SMA
Modelo	Boy Storage 5.0	Boy Storage 6.0
<i>Operation on Grid or Generator</i>		
Tensão AC Grid	230V / 173 - 265V	230V / 173 - 265V
Corrente AC Grid	21,7 A	26 A
Potência AC Grid	5 KVA	6 KVA
Corrente máx entr. AC	21,7 A	26 A
Potência máx entr. AC	-	-
<i>Stand-alone or emergency</i>		
Tensão AC Grid	230V / 202-253V	230V / 202-253V
Potência AC Grid	5000 W	6000 W
Potência AC Continuously	5000 W	6000 W
Corrente AC saída	21,7 A	26 A
<i>Battery DC input</i>		
Tensão DC de bateria	600 V	600 V
Corrente DC de bateria	40 A	40 A
Tipo de bateria	Lítio	Lítio
Consumo em Standby	6,0 W	6,0 W
Rendimento	97,5%	97,5%
Potência AC (30min/5min/60seg)	5,0/5,6/6,3 KW	6,0/6,5/7,5 KW

#### 5.4.2.6. Escolha das Baterias

As baterias são um dos elementos mais dispendiosos dos sistemas fotovoltaicos. O seu eventual sobredimensionamento incrementa muito os custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos. Ao optar por um sistema FV com armazenamento, terá que se optar por inversor adicional com carregador para baterias, o que também incrementa os custos de instalação (Pereira, 2015).

Atualmente, existem no mercado sistemas de baterias modulares que consistem num armário onde se podem acomodar várias baterias designados de “*Battery Box*”. Estes sistemas são mais compactos e flexíveis quanto à capacidade de armazenamento a instalar, o que os torna mais apelativos para uso doméstico.

Para este projeto optou-se pela marca *ByD Battery*. Esta marca apresenta três versões de “*Battery Box*” para acomodar baterias de Lítio que diferem no número de baterias a acomodar, ou seja, na capacidade de armazenamento a instalar, conforme Figura 5.18.





Figura 5.18 - Sistemas de baterias modulares “Battery box” – BYD BATTERY

Na Tabela 5.17, são apresentadas as características mais relevantes destes sistemas de baterias que vão ser utilizados no dimensionamento do sistema FV com armazenamento. Como referido anteriormente vão ser simulados no *Sunny Design* diferentes níveis de potência FV a instalar, o que corresponderá também a diferentes capacidades de armazenamento.

Tabela 5.17 - Características das baterias selecionados para o projeto.

Marca	BYD	BYD	BYD	BYD	BYD
Modelo	Battery-Box L3.5	Battery-Box L7.0	Battery-Box Pro 5.0	Battery-Box Pro 10.0	Battery-Box H7.7
Nº Módulo bateria	1	2	2	4	6
Energia bateria	3,5 kWh	7,0 kWh	5,12 kWh	10,24 kWh	7,68 kWh
Potência saída	3,0 kW	6,0 kW	5,12 kW	10,24 kW	7,68 kW
Potência time sd.	5kW/10 seg	10kW/10 seg	10kW/30s	20kW/30s	15.36kW/5 min
Rendimento	95,3%	95,3%	95,3%	95,3%	95,3%
Tensão nominal	51,2 V	51,2 V	51,2 V	51,2 V	307 V
Tensão máx e mín	40 – 59,2 V	40 – 59,2 V	43 – 56,4 V	43 – 56,4 V	240 – 338 V
Comunicação	RS485/CAN	RS485/CAN	RS485/CAN	RS485/CAN	RS485 / CAN
Peso	65 Kg	108 Kg	113 Kg	180 Kg	174 Kg
Ciclo da vida	10 Anos	10 Anos	10 Anos	10 Anos	10 Anos

Na Tabela 5.18 é apresentada a combinação de equipamentos necessária para as soluções estudadas com armazenamento, consoante o nível de potência FV, desde ao inversor trifásico, às baterias e respetivo inversor para carregamento.

Tabela 5.18 – Dados das 9 soluções de potência FV com armazenamento.

Potência FV (kWp)	Painel Fotovoltaico	Inversor trifásico	Inversor com Bateria	Baterias
4,05	15 x Paineis FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 5.0	BYD Battery Box L3.5 (3.5 kW/3.5 kWh)
4,59	17 x Paineis FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 5.0	BYD Battery Box L3.5 (3.5 kW/3.5 kWh)
5,40	20 x Paineis FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 5.0	BYD Battery Box Pro5.0 (5.0 kW/5.0 kWh)
6,75	25 x Paineis FV - 270Wp	STP6.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 5.0	BYD Battery Box Pro5.0 (5.0 kW/5.0 kWh)
8,10	30 x Paineis FV - 270Wp	STP8.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 6.0	BYD Battery Box L7.0 (7.0 kW/7.0 kWh)
8,91	33 x Paineis FV - 270Wp	STP8.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 6.0	BYD Battery Box L7.0 (7.0 kW/7.0 kWh)
9,45	35 x Paineis FV - 270Wp	STP10.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 6.0	BYD Battery Box L7.0 (7.0 kW/7.0 kWh)
10,80	40 x Paineis FV - 270Wp	STP10.0-3AV-40	Sunny Boy Storage 6.0	BYD Battery Box L7.0 (7.0 kW/7.0 kWh)
12,15	45 x Paineis FV - 270Wp	STP 12000TL-20	Sunny Boy Storage 6.0	BYD Battery Box L7.0 (7.0 kW/7.0 kWh)



#### 5.4.2.7. Vista Geral do Sistema FV no Sunny Design

A título de exemplo, nas Figuras 5.19 e 5.20 são apresentados duas vistas gerais do sistema FV de 4,05 kWp (sem e com armazenamento) simulado no *Sunny Design*.

A Figura 5.19 apresenta as especificações para uma potência instalada de FV 4,05 kW sem armazenamento. Para o efeito são necessários 15 módulos FV (JKM-270PP-60). O *Sunny Design* verifica se o inversor escolhido é compatível e adequado, o que aconteceu para o caso do inversor STP5.0-3AV-40.


Vista geral do sistema Projecto parcial 1			
15 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM-270PP-60 (01/2014) (Gerador fotovoltaico 1)			
Azimute: 0 °, Inclinação: 35 °, Tipo de montagem: Montagem livre, Potência de pico: 4,05 kWp			
 1 x STP5.0-3AV-40			
Dados de dimensionamento fotovoltaico			
Quantidade total de módulos FV:	15	Rácio de desempenho*:	87,7 %
Potência de pico:	4,05 kWp	Rendimento energético espec.*:	1716 kWh/kWp
Número de inversores fotovoltaicos:	1	Perdas em linha (em % de energia FV):	---
Potência nominal CA dos inversores fotovoltaicos:	5,00 kW	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência activa CA:	5,00 kW	Consumo anual de energia:	12.364 kWh
Relação de potência activa:	123,5 %	Autoconsumo:	3.519,24 kWh
Rendimento energético anual*:	6.949,49 kWh	Quota de autoconsumo:	50,6 %
Factor de utilização da energia:	100 %	Taxa de autonomia:	28,5 %

Figura 5.19 – Sistema FV de 4,05 kWp sem armazenamento - *SMA-Sunny Design*

Como se pode verificar pela Figura 5.20, os dados para o caso do FV com armazenamento são os mesmos, acresce o inversor para o controlo da carga e descarga das baterias. O rendimento energético anual é igual (6949,5 kWh), o que corresponde à produção de eletricidade anual estimada dos 15 módulos FV. A quantidade de energia autoconsumida, como esperado, é bastante superior na solução com armazenamento. Para o mesmo valor de energia produzida pelo sistema FV, a quantidade de energia autoconsumida passou de cerca de 50% para cerca de 74%. Nas secções seguintes será apresentada com mais detalhe a análise dos resultados energéticos para os vários níveis de potência estudados sem e com armazenamento.

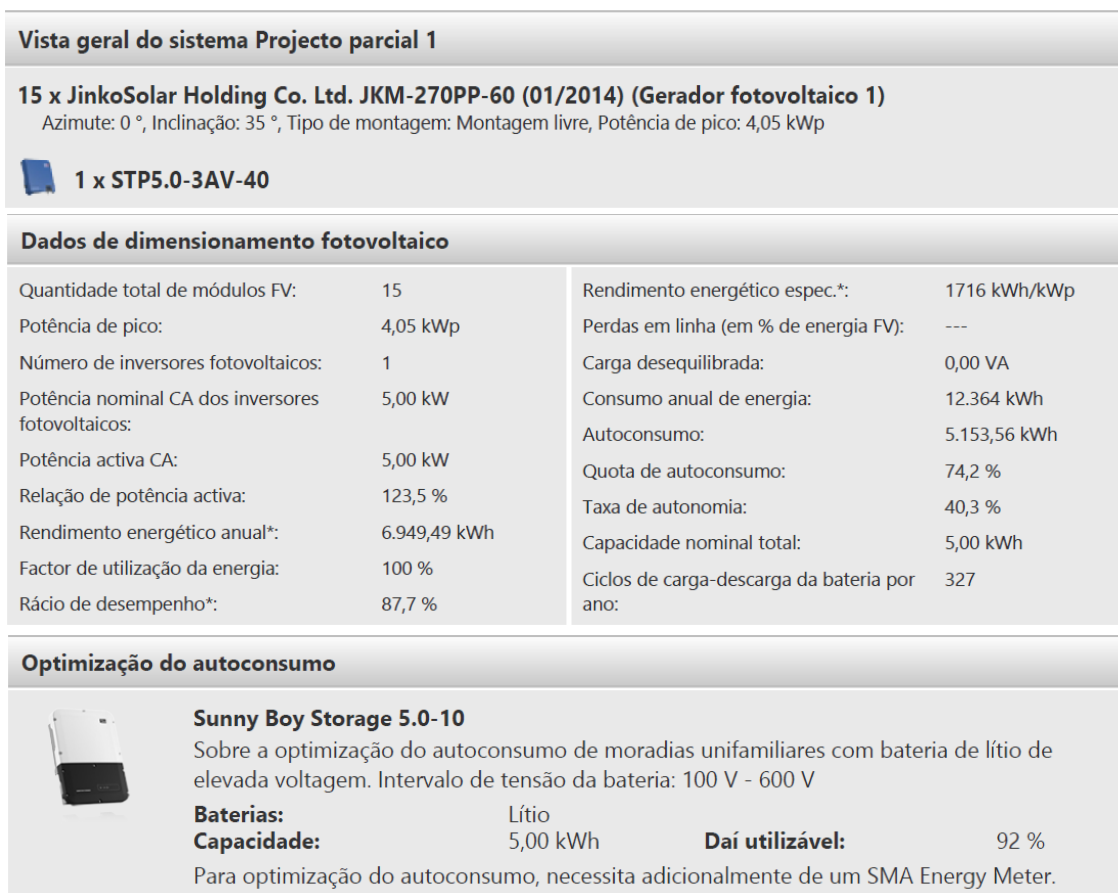


Figura 5.20 – Sistema FV de 4,05 kWp com armazenamento - SMA-Sunny Design

#### 5.4.3. Resultados Energéticos das Simulações sem Armazenamento

Nesta secção são apresentados os principais resultados energéticos para os diferentes valores de potência FV simulados (Tabela 5.19), tais como, a produção de eletricidade anual do sistema FV, a quantidade de eletricidade autoconsumida, a quantidade de eletricidade injetada na rede (excedente) e a quantidade de eletricidade solicitada à rede para satisfazer as necessidades de consumo. Com base nesses dados é determinada a quota de autoconsumo (percentagem da eletricidade produzida pelo FV que foi autoconsumida) e a taxa de autonomia da instalação (percentagem do consumo total de eletricidade que foi suprido pelo sistema FV).

Tabela 5.19 – Dados energéticos dos 9 níveis de potência FV estudados sem armazenamento.

Potência FV	4,05 kW	4,59 KW	5,40 KW	6,75 kW	8,10 kW	8,91 kW	9,45 KW	10,80 KW	12,15 KW
Consumo anual de energia (kWh)	12364	12364	12364	12364	12364	12364	12364	12364	12364
Produção FV anual (kWh)	6949	7912	9340	11617	13985	15382	16365	18714	20974
Autoconsumo (kWh)	3519	3752	4044	4390	4645	4767	4840	4988	5097
Injeção na rede (kWh)	3430	4161	5296	7227	9340	10615	11524	13727	15877
Consumo da rede (kWh)	8844	8612	8320	7973	7718	7596	7523	7376	7266
Quota de autoconsumo (%)	50,6	47,4	43,3	37,8	33,2	31,0	29,6	26,7	24,3
Taxa de autonomia (%)	28,5	30,3	32,7	35,5	37,6	38,6	39,2	40,3	41,2

Da energia produzida pelo sistema FV, verifica-se que quanto maior o valor de potência FV instalada menor é a taxa de autoconsumo. Existe uma maior produção de eletricidade, mas essa produção adicional é maioritariamente injetada na rede e não autoconsumida. Atendendo que o principal objetivo da instalação do sistema FV proposta é o autoconsumo, não interessa optar por uma solução em que a maioria da eletricidade seja injetada na rede, visto que o valor de remuneração da eletricidade é bastante baixo. Embora a taxa de autonomia da instalação aumente com o aumento da potência FV, esse aumento requer um investimento superior.

Como referido anteriormente, o ponto de partida para a análise foi um valor de potência próximo do valor de 13kW (secção 5.4.1.3). No entanto, verificou-se que a quota de autoconsumo era muito baixa e daí se ter diminuído a potência FV a instalar até se atingir um valor de autoconsumo razoável, na ordem dos 50%. Pela Figura 5.21 pode-se comprovar que com o aumento da potência FV a instalar, embora a eletricidade autoconsumida aumente e a energia solicitada à rede diminua, o grande aumento dá-se na quantidade de eletricidade injetada na rede. Por essa razão, considera-se que a solução mais adequada para autoconsumo é a solução estudada com o valor de potência FV mais baixo, que é o de 4,05 kWp. No entanto, a decisão final será tomada após análise económica dos vários sistemas (capítulo 6).

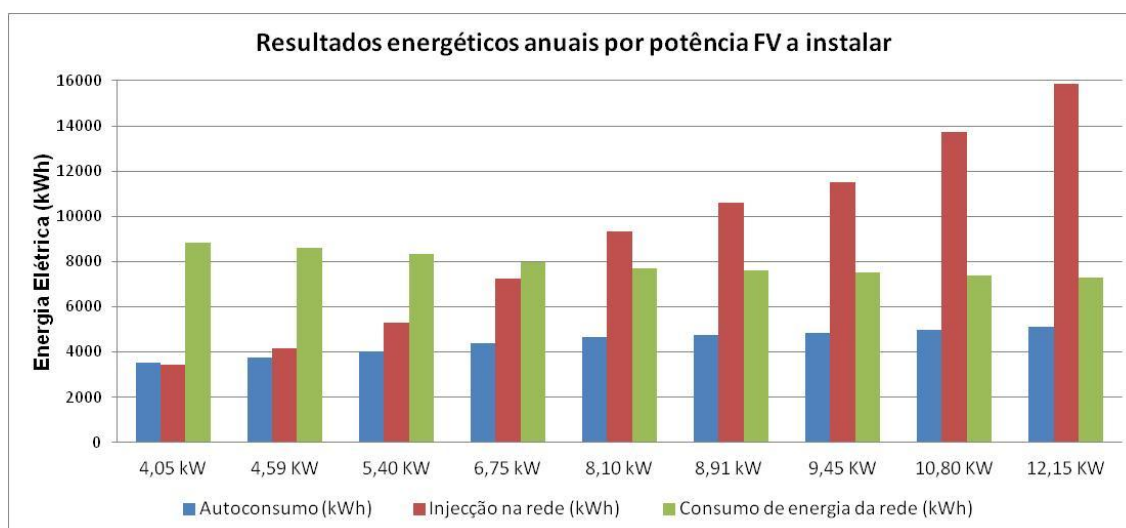


Figura 5.21 – Resultados energéticos anuais por potência FV a instalar - *SMA-Sunny Design*

Para o valor de potência FV de 4,05 kWp, a quota de autoconsumo é de 50,6%, ou seja, 50,6% dos 6949 kWh produzidos pelo sistema FV são autoconsumidos, enquanto os restantes 49,4% são injetados na rede.

Na Figura 5.22 são apresentados os resultados energéticos da simulação do *Sunny Design* para a potência FV de 4,05 kWp.

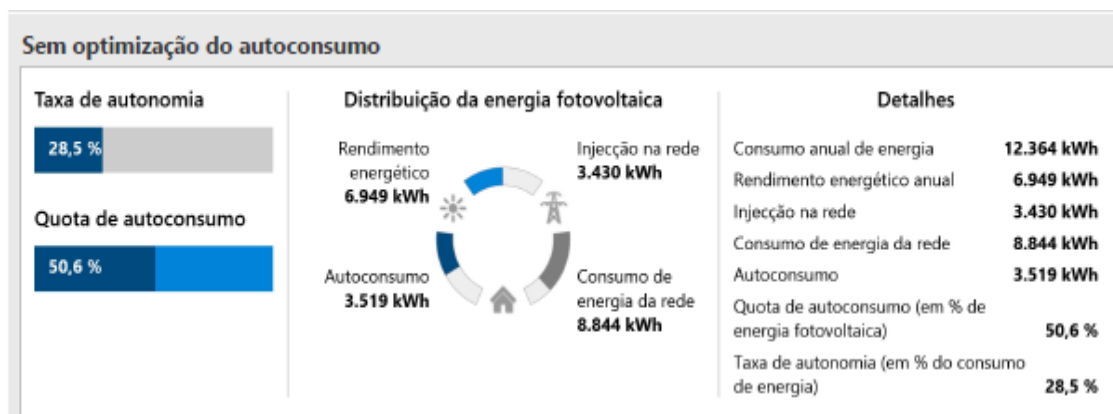


Figura 5.22 – Resultados da simulação para a potência 4,05 kWp - *SMA-Sunny Design*

Na Figura 5.23 são apresentados os diagramas de carga com o perfil de consumo da instalação e com o perfil de produção do sistema FV de 4,05kWp para os dias de pior rendimento a), de rendimento médio b) e de melhor rendimento c). Pela análise da Figura 5.23, pode-se constatar que, mesmo para o dia de melhor rendimento, grande parte da produção FV (mancha azul claro) não é coincidente com o perfil de consumo da instalação (mancha cinzenta). Tal situação pode ser melhorada pelo desvio do funcionamento de certas cargas elétricas (máquinas de lavar, sistema de rega, climatização piscina, etc.) para as horas de maior produção FV. Por outro lado, também justifica o facto dos melhores resultados de autoconsumo serem atingidos para uma potência FV mais baixa.

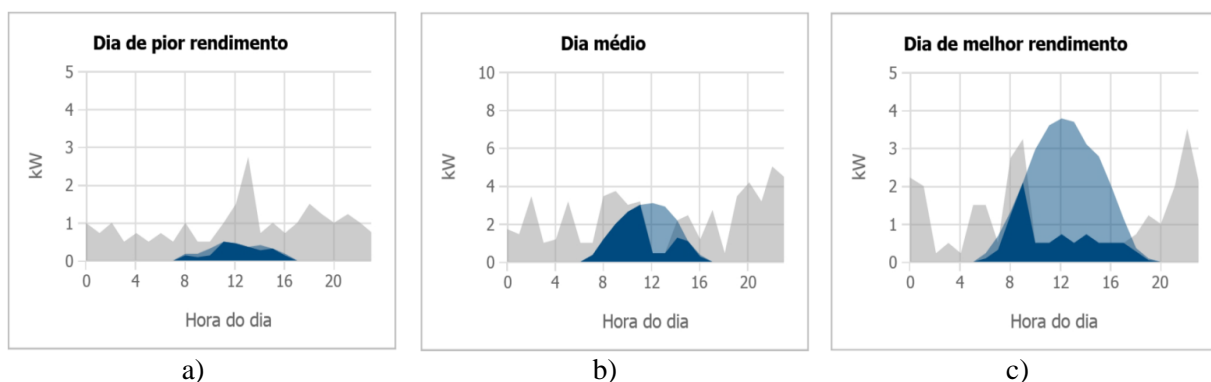


Figura 5.23 – Rendimento energético para a potência FV de 4,05 kWp: a) Dia de pior rendimento; b) Dia médio; c) Dia de melhor rendimento - *SMA-Sunny Design*

Outra forma de fazer um maior aproveitamento da energia produzida pelo FV, como já referido anteriormente, é a inclusão de um sistema de armazenamento. Na secção seguinte são apresentados os resultados das simulações com sistema de armazenamento.

#### 5.4.4. Resultados Energéticos das Simulações com Armazenamento

À semelhança da secção 5.4.3, nesta secção são também apresentados os principais resultados energéticos para os diferentes valores de potência FV, mas agora com a introdução das baterias escolhidas na secção 5.4.2.6. Os resultados das simulações feitas no *Sunny Design* são apresentados na Tabela 5.20.

Tabela 5.20 – Dados energéticos dos 9 níveis de potência FV estudados com armazenamento.

Potência FV	4,05 kW	4,59 KW	5,40 KW	6,75 kW	8,10 kW	8,91 kW	9,45 KW	10,80 KW	12,15 KW
Consumo anual de energia (kWh)	12364	12364	12364	12364	12364	12364	12364	12364	12364
Produção FV anual (kWh)	6949	7912	9340	11617	13985	15382	16365	18714	20974
Autoconsumo (kWh)	5154	5475	5866	6269	7143	7278	7355	7509	7623
Injeção na rede (kWh)	1796	2437	3474	5347	6842	8104	9010	11205	13351
Consumo da rede (kWh)	7386	7072	6691	6292	5481	5347	5270	5116	5002
Quota de autoconsumo (%)	74,2	69,2	62,8	54	51,1	47,3	44,9	40,1	36,3
Taxa de autonomia (%)	40,3	42,8	45,9	49,1	55,7	56,7	57,4	58,6	59,5

Pela análise dos dados da tabela, verifica-se que para as mesmas soluções de potência FV sem armazenamento, a quota de autoconsumo e a taxa de autonomia melhoraram significativamente com a introdução de baterias. Para uma potência FV de 4,05 kWp a quota de autoconsumo passou de 50% (sem baterias) para 74% (com baterias) e a taxa de autonomia aumentou de 28% para 40%. Com o aumento da potência FV e consequente aumento de energia produzida, a quota de autoconsumo também diminui à semelhança do que acontecia na situação sem armazenamento. Tal significa que grande parte da energia adicionalmente produzida, com o aumento da potência FV instalada, é injetada na rede e não autoconsumida. Por exemplo para a potência FV de 12,15 kWp são produzidos anualmente 20974 kWh, no entanto 13350 kWh (64%) são injetados na rede (excedente) e somente cerca de 7600 kWh (36%) são autoconsumidos (Figura 5.24).

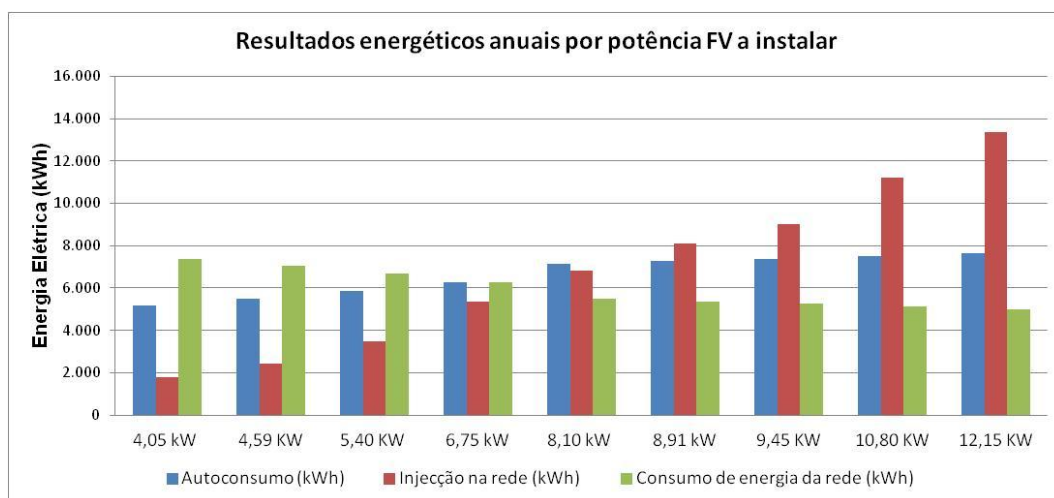


Figura 5.24 – Resultados energéticos anuais com armazenamento - SMA-Sunny Design

Considerando o armazenamento e usando como critério de base que pelo menos 50% da energia produzida a partir do sistema FV deve ser autoconsumida, as 5 soluções entre 4,05 kWp e 8,10 kWp parecem ser adequadas. No entanto, a decisão final será tomada após análise económica dos vários sistemas que se vai realizar no capítulo 6.

Na Figura 5.25 são apresentados os resultados energéticos da simulação do *Sunny Design* para a potência FV de 4,05 kWp com armazenamento. Pode-se constatar que agora a energia autoconsumida é de 5154 kWh, enquanto sem bateria era somente de 3519 kWh. A energia armazenada nas baterias é energia que já não é injetada na rede, que neste caso foi de 1635 kWh.

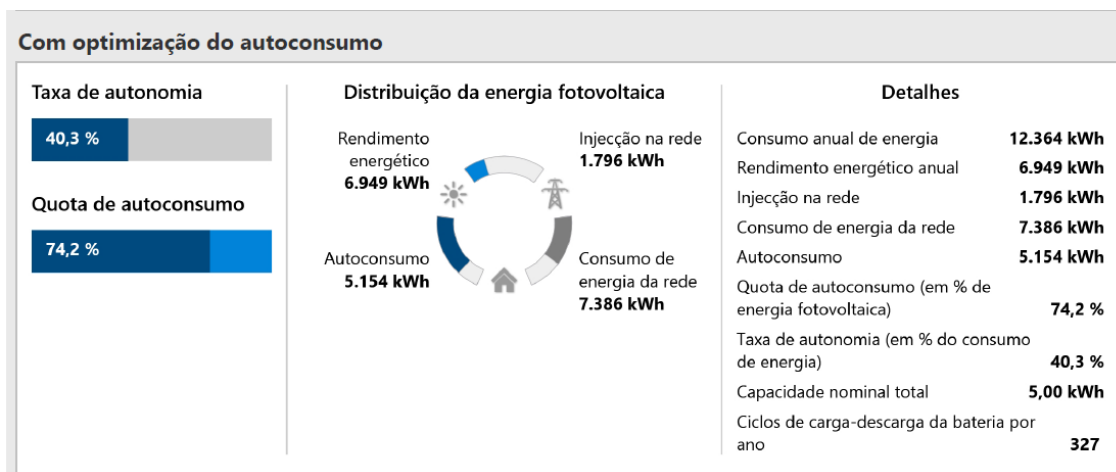


Figura 5.25 – Resultados da simulação para a potência 4,05 kWp com baterias - *SMA-Sunny Design*

No sentido de se visualizar o efeito da introdução das baterias, em termos da quantidade de energia autoconsumida (mancha azul escura), são apresentados na Figura 5.26 os diagramas de carga da instalação consumidora (mancha azul clara), com e sem baterias, juntamente com a produção do sistema FV (mancha cinzenta).

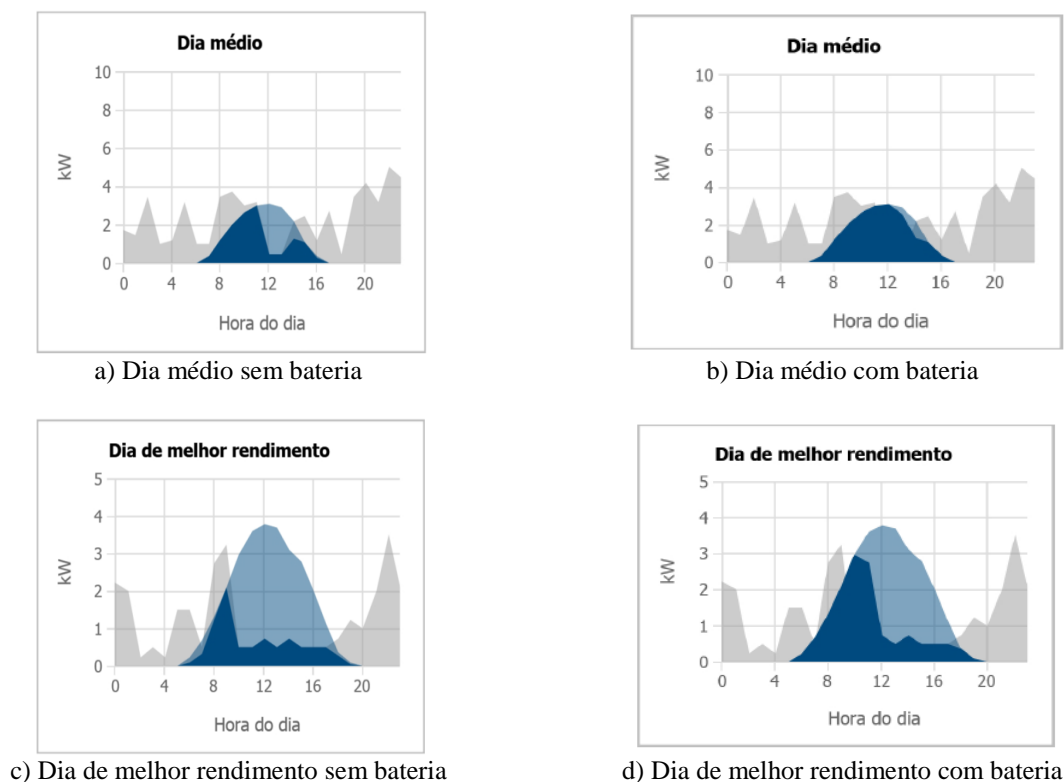


Figura 5.26 – Comparação da energia do sistema FV (4,05 kWp) autoconsumida com e sem baterias: a) e b) Dia médio; c) e d) Dia de melhor rendimento - *SMA-Sunny Design*

Pela Figura 5.26 é possível perceber que as baterias funcionam como uma carga adicional, que está a consumir eletricidade, durante o período de excesso de produção FV. As baterias estão a carregar durante esse período, ou seja, estão a armazenar energia elétrica que será posteriormente utilizada quando necessário. Com a introdução de baterias é feito um maior

aproveitamento do sistema FV, mas o investimento é superior, e é por isso bastante importante fazer uma análise económica das várias soluções estudadas.

Como nota conclusiva desta secção, podemos afirmar que o conhecimento do diagrama de carga da instalação consumidora é a chave para o dimensionamento do sistema fotovoltaico para autoconsumo. A quantificação da energia produzida pelo sistema FV que vai ser realmente autoconsumida, só é possível de determinar fazendo um balanço entre a energia FV produzida e as necessidades reais de consumo ao longo das várias horas do dia e dos vários dias do ano. Com o conhecimento em detalhe do consumo hora-a-hora do local é possível determinar a potência fotovoltaica mais adequada no sentido de reduzir o consumo de eletricidade da RESP e os custos da fatura de eletricidade. Por outro lado, o sistema FV deve ser dimensionado de forma a evitar o excesso regular de produção fotovoltaica, pois quando tal acontece, a UPAC terá um desempenho económica pior uma vez que a venda da energia excedente à rede que ronda os 0,05 €/kWh.

## 5.5. Avaliação de Recurso Eólico

### 5.5.1. Introdução

Os sistemas concebidos para atuarem autonomamente, têm de conseguir satisfazer os consumos durante todo o ano, incluindo os meses cujos recursos energéticos sejam inferiores. Por este motivo, normalmente dimensionam-se estes sistemas de acordo com as necessidades para o pior mês, mesmo com a possibilidade de ficarem sobredimensionados para os restantes meses, já que somente assim há garantias que não haverá falta de energia para consumo. No nosso caso de estudo, não se pretende um sistema autónomo, que seria muito dispendioso, mas sim um sistema que forneça parte das necessidades energéticas anuais, à semelhança das propostas de sistemas fotovoltaicos apresentados acima.

As velocidades do vento utilizadas normalmente para a avaliação dos recursos eólicos são a velocidade média a uma determinada altura. Para a localidade de Abrantes, a escassez de informação disponível limita a qualidade dos dados de velocidade de vento. No entanto, por exemplo, a plataforma <https://pt.windfinder.com> permite obter informação da velocidade do vento mensal e da temperatura média do ar para a localidade de Abrantes. Os dados meteorológicos têm uma resolução espacial de aproximadamente 10 km e podem não reproduzir todos os efeitos climáticos locais, tais como tempestades, ventos locais, ou tornados (Tabela 5.21).

Tabela 5.21 – Dados de velocidade do vento e temperatura do ar para localidade de Abrantes. Fonte: Windfinder.

Mês do Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temperatura Média do Ar (°C)	11	13	15	18	22	25	28	30	25	21	15	12
Velocidade Média do Vento (m/s)	4,4	4,7	4,6	4,5	4,2	3,9	4,0	4,0	3,7	3,8	4,2	4,6



Analisando a Tabela 5.21 conclui-se rapidamente que as velocidades do vento são muito baixas, o que parece indicar que a instalação de um sistema microeólico não se justifica.

Apesar das baixas velocidades do vento vai-se analisar a viabilidade de um sistema microeólico para a localização da vivenda. Para esta análise recorreu-se à plataforma da empresa ENAIR (<https://www.enair.es>) que é de um dos fabricantes de turbinas eólicas para microgeração, sediado em Espanha. Esta plataforma permite efetuar, para a nossa localização, um estudo da velocidade do vento, nomeadamente, velocidades médias mensais (Tabela 5.21), distribuição da direção do vento (Figura 5.27), histograma dos valores da velocidade do vento e comparação com distribuições de Weibull (Figura 5.28).

A Tabela 5.22 permite confirmar as baixas velocidades locais do vento, o que está de acordo com a Tabela 5.20 gerada a partir de outra fonte. A Figura 5.27 permite concluir que a direção predominante do vento é a direção NNW (Norte-Noroeste).

. Tabela 5.22 – Dados de velocidade do vento para o local da vivenda a 20 m de altura do solo. Fonte: Enair.

Mês do Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Velocidade Média do Vento (m/s)	4,5	4,8	4,7	4,6	4,3	4,1	4,2	4,1	3,8	3,9	4,3	4,7

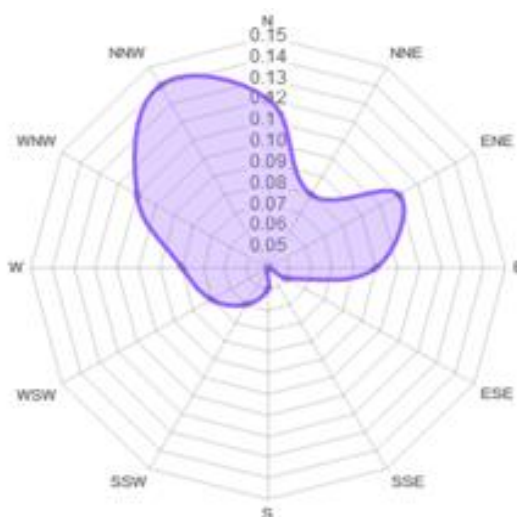


Figura 5.27 – Distribuição da direção do vento para o local da vivenda. Fonte: Enair



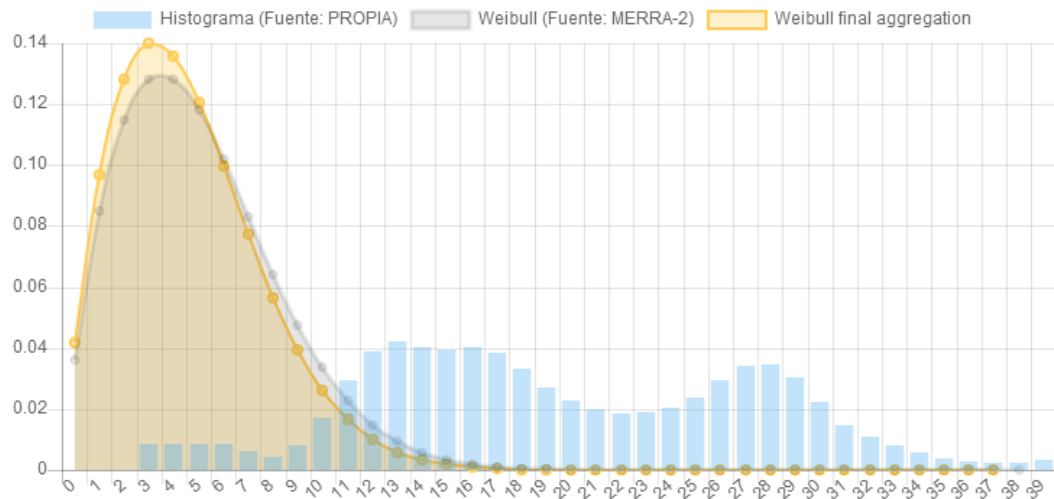


Figura 5.28 – Histograma dos valores da velocidade do vento para o local da vivenda. Fonte: Enair

## 5.5.2. Dimensionamento do Sistema Eólico

### 5.5.2.1. Seleção do Aerogerador

A seleção do aerogerador mais adequado para este caso de estudo foi efetuada recorrendo à plataforma do fabricante ENAIR, tendo sempre como objetivo a seleção de um aerogerador que possa fornecer uma quantidade de energia elétrica semelhante à fornecida pelas soluções fotovoltaica menos dispendiosas. Consultando a Tabela 5.19, verifica-se que a energia produzida para autoconsumo pelo sistema fotovoltaico sem armazenamento, (considerando as soluções mais económicas de 15 ou 17 painéis) é de 3519 kWh ou 3752 kWh anuais, respetivamente.

Recorrendo à plataforma do fabricante, tendo como objetivo a seleção de um aerogerador que forneça cerca de 4000 kWh de energia elétrica no local da vivenda, selecionou-se o aerogerador ENAIR E70PRO (Figura 5.29) com as características que se mostram na Tabela 5.23.



Figura 5.29 – Turbina microeólica ENAIR E70PRO. (ENAIR [Online]).

Tabela 5.23 – Características da turbina (ENAIR [Online]).

Modelo	ENAIR E70PRO
Potência Eólica [W]	5500
Potência Nominal Saída [W]	4000
Tensão Nominal Entrada [V]	24 / 48 / 220
Velocidade Nominal [m/s]	11
Velocidade de Corte [m/s]	60
Velocidade de Arranque [m/s]	2
Geração Eficiente [m/s]	De 2 a 60
Rotação do Motor Eólico [rpm]	250
Área Varrida [m²]	14,5
Diâmetro do Rotor [m]	4,3
Número de Pás	3
Peso Eólico [Kg]	165
Ruído Eólico [dB]	48
Torre da Altura [m]	10-25
Inversor Eólico MPPT [%]	97
Material de Pás	Fibra de Vidro c/ Alumínio
Preço (sem IVA)	7800 €

Na Tabela 5.24 apresentam-se as velocidades médias do vento (a 20 metros de altura) e a energia produzida pela turbina ENAIR E70PRO no local da vivenda (Figura 5.30). Analisando esta tabela verifica-se que a energia anual produzida é de 4591 kWh, ligeiramente superior à produção dos sistemas fotovoltaicos considerados para comparação.

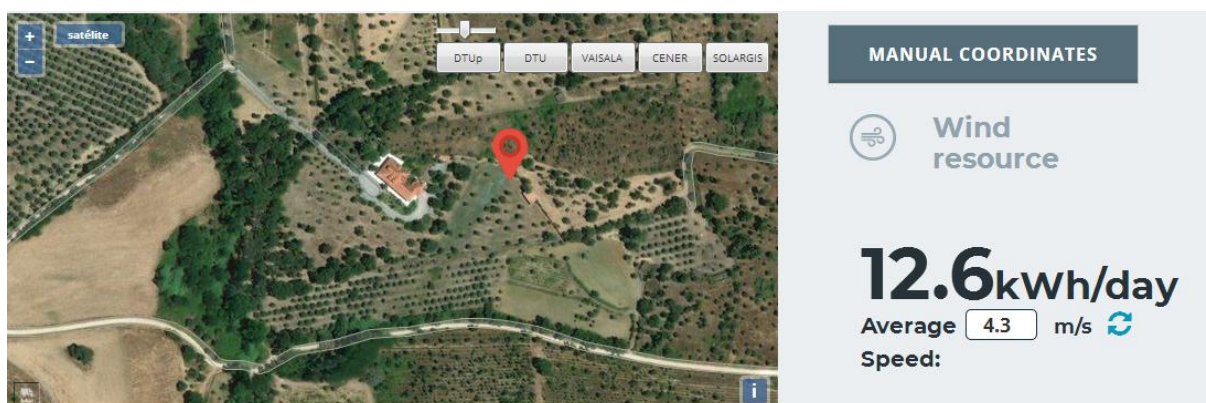


Figura 5.30 – Localização da vivenda. Fonte: Enair

Tabela 5.24 – Velocidades médias do vento (a 20 metros de altura) e energia produzida pela turbina ENAIR E70PRO no local da vivenda.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	
Vel. Vento (m/s)	4,5	4,8	4,7	4,6	4,3	4,1	4,2	4,1	3,8	3,9	4,3	4,7		
Pot. Eólica (kW)	0,579	0,704	0,663	0,617	0,508	0,425	0,454	0,438	0,346	0,383	0,517	0,667	0,525	
kWh/dia	13,9	16,9	15,9	14,8	12,2	10,2	10,9	10,5	8,3	9,2	12,4	16	12,6	kWh/ano
kWh/mês	431	476	492	444	377	306	337	324	248	286	373	497	383	4591

As curvas características de funcionamento (potência e energia anual produzida em função da velocidade do vento) do aerogerador ENAIR E70PRO apresentam-se na Figura 5.31.

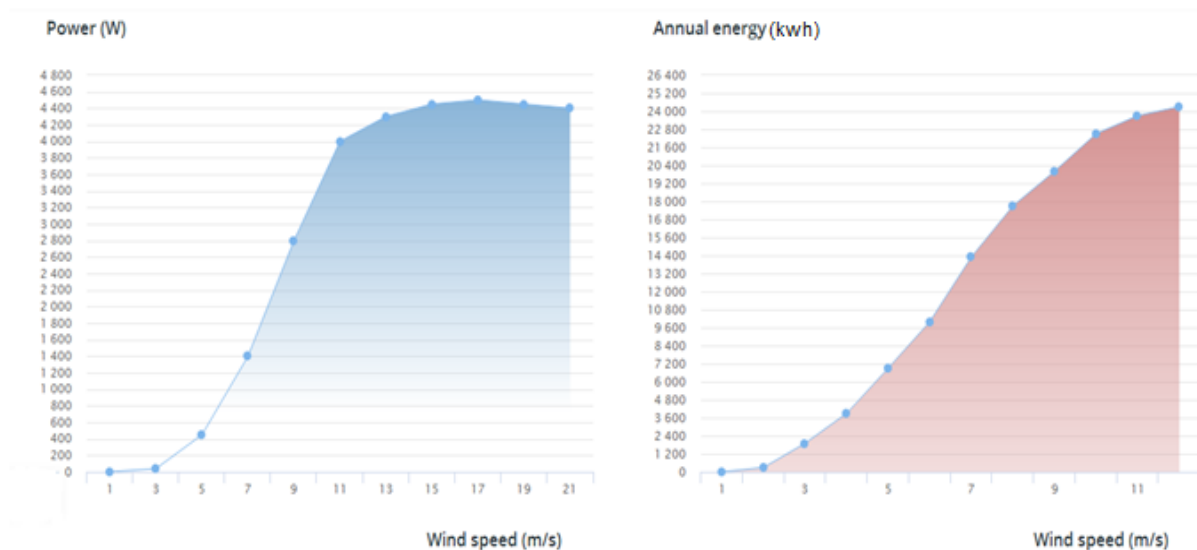


Figura 5.31 – Característica da turbina ENAIR - modelo E70 PRO. (ENAIR [Online]).

### 5.5.3. Retificador e Controlador de Tensão

Atendendo à potência nominal de saída do aerogerador (4000W), selecionou-se um retificador e controlador de tensão, necessário para proteger o inversor de sobretensões, da marca ABB – modelo 4000-Wind-Interface-EU, com as características que se apresentam na Tabela 5.25.

Tabela 5.25 – Características do retificador e controlador de tensão. Fonte: ABB

Especificações Técnicas	4000-Wind-Interface-EU
Tensão AC Entrada Máxima	400 V
Corrente AC Entrada Máxima	6 A
Potência DC Saída Máxima	4000 W
Tensão DC Saída Máxima	600 V
Corrente DC Saída Máxima	6 A
Eficiência	99,4 %

Para que a proteção contra sobretensões funcione é necessário ligar ao retificador ABB – 4000-Wind-Interface-EU uma carga de derivação, que permita transformar o excesso de energia em calor. A carga de derivação deverá ser selecionada de acordo com o sistema, de modo a suportar uma eventual permanente sobrecarga da turbina. Para esta instalação, selecionou-se uma carga de derivação (Dumpload) de 3,5 kW. A carga não deverá ser instalada demasiado perto do retificador, no entanto, a distância entre ambos não deverá exceder os 3 metros, como se ilustra na Figura 5.32.

O inversor selecionado para o sistema eólico é um inversor trifásico, visto que a alimentação da vivenda é trifásica, da marca ABB com referência ABB PVI-UNO 2.0 OUT-W. A localização deste inversor no sistema assinala-se na representação esquemática da Figura 5.32.

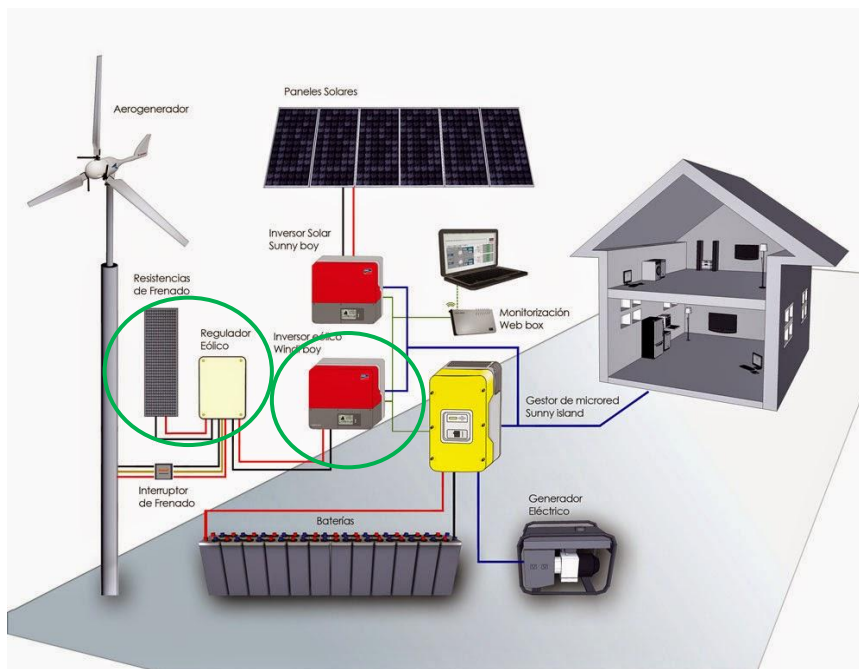


Figura 5.32 – Representação esquemática da instalação (ENERTRA [Online]).

## **CAPÍTULO 6 – Avaliação Económica das Soluções de Geração Local Propostas**

Neste capítulo, pretende-se fazer uma avaliação económica das soluções de produção local de eletricidade para autoconsumo, apresentadas no Capítulo 5, tendo em consideração os custos do sistema e instalação, os custos evitados da compra de eletricidade e as receitas provenientes da venda do excedente à rede. Embora, pela análise energética dos sistemas se tenha concluído que somente algumas das soluções estudadas são adequadas para autoconsumo, optou-se por fazer a análise económica de todas as soluções, do sistema FV com e sem armazenamento e do sistema eólico.

Para determinar a viabilidade económica dos sistemas propostos vão ser calculados três indicadores, o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de recuperação do investimento (PRI) ou “*Payback Period*”. Antes de efetuar os cálculos destes indicadores, são apresentadas nas secções seguintes, a definição e fórmula de cálculo de cada um deles, os custos do investimento necessário, assim como as receitas geradas por cada um dos sistemas estudados. Embora o *Sunny Design* também faça a análise económica dos sistemas FV lá dimensionados, optou-se por fazer os cálculos manualmente aplicando as expressões dos indicadores económicos.

### **6.1. Indicadores de Análise Económica**

Os indicadores de viabilidade económica são um instrumento essencial na avaliação de qualquer investimento, através da sua interpretação é possível aferir da viabilidade de um projeto.

O Capital investido deve ser entendido como o montante monetário que é necessário aplicar para implementar o investimento e garantir as adequadas condições de funcionamento das atividades operacionais que lhe estão associadas.

Para este projeto será feita uma análise financeira a três variáveis, ou seja, será avaliada a viabilidade económica do mesmo com base no VAL, TIR e PAYBACK, fazendo-se antes, uma descrição das mesmas (Berlenga, 2012). No entanto, deve ser introduzido o conceito de taxa de atualização para melhor entender os indicadores económicos.

#### **6.1.1. Taxa de Atualização**

Os fluxos de caixa previstos de um projeto representam séries anuais de pagamentos e recebimentos, ao longo do projeto, como resultado do investimento efetuado. Como o valor do capital é relativo ao longo do tempo, devido à evolução das taxas de inflação e de juro, os fluxos de caixa previstos dos diversos anos não são comparáveis com o valor do investimento inicial no ano zero (Berlenga, 2012). De forma a serem comparáveis, aos fluxos de caixa (*Cash Flow*) deve ser aplicada uma taxa de atualização.

A taxa de atualização é considerada a taxa mínima de rentabilidade de um projeto ou seja, não é mais do que a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto com um determinado investimento. Para além disso, a determinação das taxas de atualização deve ter em conta o risco associado ao investimento. Por exemplo, as taxas de atualização devem ser superiores à taxa de juro para análise de projeto nas empresas e às taxas de rentabilidade de outras aplicações alternativas dos seus capitais. Assim, exprimem o custo de oportunidade do capital, ou seja, o rendimento que o investidor pretende, tendo em conta o risco do investimento.

A determinação da taxa de atualização é influenciada por três taxas, taxa de remuneração real de ativos sem risco ( $T1$ ), taxa de risco de mercado ( $T2$ ) e a taxa de inflação ( $T3$ ), como representado pela Equação 6.1 (Berlenga, 2012):

$$TA = [(1 + T1) \times (1 + T2) \times (1 + T3)] - 1 \quad (6.1)$$

Onde,

$T1$  – Taxa de remuneração sem risco como é o exemplo das obrigações do tesouro, que pretende compensar os investidores que são avessos aos riscos. O valor da taxa de remuneração de ativo sem risco é de 3,47%.

$T2$  – Prémio anual de risco definido com base no risco e a incerteza associados ao investimento e representa a parte adicional relativamente um investimento seguro. O prémio de risco de mercado é obtido pela diferença entre a taxa de rendimento proporcionada pelo mercado e a que é proporcionada pelos investimentos sem risco. O valor da taxa de risco de mercado é de 6%.

$T3$  – Taxa anual de inflação (apenas é utilizada quando os *Cash-flows* a atualizar estão a preços correntes) que existe para repor/manter o poder de compra do investidor no final do investimento, o que na prática significa que ele deverá poder adquirir os bens que normalmente consome atualmente. O valor da taxa de inflação é de 2%.

A taxa de atualização obtida pela Equação 6.1 foi de aproximadamente 10% ao ano. Este valor será utilizado para todos os anos da vida útil do projeto.

### 6.1.2. Valor Atual Líquido

O Valor Atual Líquido (VAL) tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *Cash-flows* (CF).

O VAL indica qual o valor de hoje de um determinado montante a obter no futuro. Qualquer investimento apenas gera *Cash-flow* no futuro, e portanto é necessário atualizar o valor desses *Cash-flows* e compará-los com o valor do investimento. Se o valor do investimento for inferior ao valor atual dos *Cash-flows*, o VAL será positivo, o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva.

Para atualizar os *Cash-flows* futuros é utilizada uma taxa designada de taxa de atualização. O valor desta taxa de atualização corresponde normalmente a uma taxa de desconto sem risco (são normalmente utilizadas taxas de atualização acrescidas de um prémio de risco estabelecido para o tipo de projeto em causa) (Américo, 2018).

Este indicador de rentabilidade do projeto (VAL) calcula-se através da seguinte equação:

$$VAL = -I + \sum_{j=0}^n CF_j(1+i)^{-n} = -I + CF_1(1+i)^{-1} + \dots + CF_n(1+i)^{-n} \quad (6.2)$$

Em que  $i$  é a taxa de atualização ou de desconto,  $n$  é número de anos,  $I$  é investimento e  $CF$  é o Cash-flow no ano  $j$ , que é igual às receitas desse ano ( $j=0\dots n$ ).

Quando o VAL é positivo, significa que a taxa de rentabilidade do investimento realizado é superior à taxa de atualização ( $i$ ) aplicada ou seja, que o investimento gera um excedente para o investidor. Se o VAL for nulo, significa que o investimento inicial é completamente recuperado e significa também a obtenção do rendimento mínimo exigido pelos investidores e não mais do que isso, por isso a viabilidade de um projeto com estas características não é garantida. Por último, se o VAL for negativo, significa que a taxa de rentabilidade do investimento realizado é inferior à taxa de atualização ( $i$ ) ou seja, o investimento não gera os proveitos mínimos para remunerar os capitais investidos.

### 6.1.3. Taxa Interna de Rentabilidade

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) representa a rentabilidade gerada por um determinado investimento, ou seja, representa uma taxa de juro tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteríamos exatamente a mesma taxa de rentabilidade final. Por outras palavras, é o valor da taxa que se for utilizada como a taxa de atualização, torna o VAL igual a zero. A partir do momento em que a rentabilidade de um investimento seja conhecida, o critério de decisão sobre o investimento consiste em aceitar os projetos que apresentam uma TIR superior ao custo de financiamento, acrescido de uma determinada taxa de risco que lhe esteja associada. Este indicador de rentabilidade do projeto calcula-se através da seguinte equação:

$$-I + \sum_{j=0}^n CF_j(1+TIR)^{-n} = -I + CF_1(1+TIR)^{-1} + \dots + CF_n(1+TIR)^{-n} = 0 \quad (6.3)$$

Em que,  $n$  é número de anos,  $I$  é investimento e  $CF_j$  é o *Cash-flow* no ano  $j$  (receitas no ano  $j$ ).

A taxa interna de rentabilidade compara-se com as taxas de atualização ou com as taxas consideradas mínimas para que o risco do investimento seja assumido pelo investidor. Assim, se a taxa interna de rentabilidade de um investimento é inferior à de uma aplicação financeira sem risco ou de risco significativamente inferior ao do investimento em análise, é normal rejeitar este investimento. Na TIR assume-se, implicitamente, que os *Cash-flows* gerados são reinvestidos a essa mesma taxa de remuneração (Berlenga, 2012). Se a TIR for superior à taxa de atualização significa que o projeto é elegível.

### 6.1.4. Payback

O *Payback* é definido pelo período de tempo que um projeto leva a recuperar o capital inicialmente investido. A equação geral é a seguinte:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento } \text{€}}{\text{Cashflow (por unidade de tempo) } \text{€}} \quad (6.4)$$

Porém, esta fórmula geral pode sofrer algumas adaptações no cálculo do *Cash-flow*, dependendo se é utilizada uma taxa de atualização ou não dos *Cash-flows*. Por outras palavras, o *Payback* corresponde ao número de períodos (anos) necessários até que o somatório dos fluxos líquidos de caixa periódicos seja igual ao capital investido, através da soma algébrica simples dos *Cash-flows* calculados com ou sem taxa de atualização (Berlenga, 2012).

## 6.2. Custos de Investimento

Nesta secção são apresentados os valores de investimentos para as várias soluções estudadas, sistema fotovoltaico com e sem armazenamento para diferentes níveis de potência e sistema eólico.

### 6.2.1. Investimento - Sistema FV

A Tabela 6.1 apresenta os preços unitários sem IVA dos vários equipamentos necessários para os sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento. Atendendo que foram feitas simulações para diferentes valores de potência FV a instalar, foi feito um levantamento dos preços dos vários equipamentos necessários para cada solução.

Tabela 6.1 – Preços de equipamentos necessários de FV

Equipamentos	Custo unitário (€)
Paineis FV - 270Wp - JKM270PP-60	103,25 €
Sunny Boy Storage 5.0 (5 kW)	1 768 €
Sunny Boy Storage 6.0 (6 kW)	1 968 €
BYD Battery Box L3.5 (3,5 kW/3,5 kWh)	1 904 €
BYD Battery Box Pro5.0 (5,0 kW/5,0 kWh)	2 714 €
BYD Battery Box L7.0 (7,0 kW/7,0 kWh)	3 447 €
BYD Battery Box H7.7 (7,7 kW/7,7 kWh)	4 368 €
BYD Battery Box H9.0 (9,0 kW/9,0 kWh)	4 929 €
BYD Battery Box Pro10.0 (10 kW/10 kWh)	4 688 €
Inversor - STP5.0-3AV-40 (5 kW)	1 359 €
Inversor - STP6.0-3AV-40 (6 kW)	1 328 €
Inversor - STP8.0-3AV-40 (8 kW)	1 588 €
Inversor - STP10.0-3AV-40 (10 kW)	1 768 €
Inversor - STP 12000TL-20 (12 kW)	2 404 €



O número de painéis FV (FV 270Wp - JKM270PP-60) varia consoante a potência que se pretende instalar. O inversor (Inversor - STPX.0-3AV-40), varia em função da potência de FV. As baterias apresentadas (BYD Battery Box) também variam em função da capacidade de armazenamento consoante a potência FV a instalar. O inversor responsável pelo controlo de carga e descarga das baterias será o “Sunny Boy Storage 5.0” ou “Sunny Boy Storage 6.0”, consoante as baterias escolhidas.

Nas tabelas seguintes são apresentados os valores de investimento para cada uma das potências de FV estudadas sem e com armazenamento. São apresentados os custos com os equipamentos e os custos de instalação do sistema, que incluem os custos de mão de obra, da estrutura de fixação dos painéis e da aparelhagem elétrica auxiliar. Os custos de instalação, segundo informação fornecida por uma empresa de instalação deste tipo de sistemas são de, aproximadamente, 300€/kWp + IVA 23%.

De modo a conduzir a análise financeira e determinar a viabilidade económica do presente projeto, serão apresentados dois cenários para o sistema FV, tendo em conta a metodologia já descrita:

- Cenário A: Sistema FV sem armazenamento
- Cenário B: Sistema FV com armazenamento

Na Tabela 6.2 são apresentados os investimentos totais com IVA, para os diferentes níveis de potência FV sem armazenamento (Cenário A)

Tabela 6.2 – Investimento dos sistemas FV sem armazenamento.

Potência FV (kWp)	Painel FV	Inversor trifásico	Equipamento s/ IVA (€)	Instalação s/ IVA (€)	Investimento total (€)	Investimento c/ IVA 23% (€)	€/KWp
4,05	15 x FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	2 908 €	1 215 €	4 123 €	5 071 €	1 252 €
4,59	17 x FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	3 114 €	1 377 €	4 491 €	5 524 €	1 204 €
5,4	20 x FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	3 424 €	1 620 €	5 044 €	6 204 €	1 149 €
6,75	25 x FV - 270Wp	STP6.0-3AV-40	3 909 €	2 025 €	5 934 €	7 299 €	1 081 €
8,1	30 x FV - 270Wp	STP8.0-3AV-40	4 686 €	2 430 €	7 116 €	8 752 €	1 081 €
8,91	33 x FV - 270Wp	STP8.0-3AV-40	4 995 €	2 673 €	7 668 €	9 432 €	1 059 €
9,45	35 x FV - 270Wp	STP10.0-3AV-40	5 382 €	2 835 €	8 217 €	10 107 €	1 069 €
10,8	40 x FV - 270Wp	STP10.0-3AV-40	5 898 €	3 240 €	9 138 €	11 240 €	1 041 €
12,15	45 x FV - 270Wp	STP 12000TL-20	7 050 €	3 645 €	10 695 €	13 155 €	1 083 €

Na Tabela 6.3 são apresentados os investimentos totais com IVA para os diferentes níveis de potência FV com armazenamento (Cenário B)

Tabela 6.3 - Investimento dos sistemas FV com armazenamento.

Potência FV (kWp)	Painel FV	Inversor trifásico	Inversor Bateria	Baterias (BYD Battery Box)	Equipamento s/ IVA (€)	Instalação s/ IVA (€)	Investimento Total s/ IVA (€)	Investimento c/ IVA 23% (€)	€/kWp
4,05	15 x FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	Sunny Boy 5.0	L3.5 (3,5 kW/3,5 kWh)	6 580 €	1 215 €	7 795 €	9 588 €	2 367 €
4,59	17 x FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	Sunny Boy 5.0	L3.5 (3,5 kW/3,5 kWh)	6 786 €	1 377 €	8 163 €	10 041 €	2 188 €
5,40	20 x FV - 270Wp	STP5.0-3AV-40	Sunny Boy 5.0	Pro5.0 (5,0 kW/5,0 kWh)	7 096 €	1 620 €	8 716 €	10 721 €	1 985 €
6,75	25 x FV - 270Wp	STP6.0-3AV-40	Sunny Boy 5.0	Pro5.0 (5,0 kW/5,0 kWh)	8 391 €	2 025 €	10 416 €	12 812 €	1 898 €
8,10	30 x FV - 270Wp	STP8.0-3AV-40	Sunny Boy 6.0	L7.0 (7,0 kW/7,0 kWh)	10 101 €	2 430 €	12 531 €	15 413 €	1 903 €
8,91	33 x FV - 270Wp	STP8.0-3AV-40	Sunny Boy 6.0	L7.0 (7,0 kW/7,0 kWh)	10 410 €	2 673 €	13 083 €	16 092 €	1 806 €
9,45	35 x FV - 270Wp	STP10.0-3AV-40	Sunny Boy 6.0	L7.0 (7,0 kW/7,0 kWh)	10 796 €	2 835 €	13 631 €	16 766 €	1 774 €
10,80	40 x FV - 270Wp	STP10.0-3AV-40	Sunny Boy 6.0	L7.0 (7,0 kW/7,0 kWh)	11 313 €	3 240 €	14 553 €	17 900 €	1 657 €
12,15	45 x FV - 270Wp	STP 12000 TL-20	Sunny Boy 6.0	L7.0 (7,0 kW/7,0 kWh)	12 465 €	3 645 €	16 110 €	19 815 €	1 631 €

### 6.2.2. Investimento - Sistema Eólico

Na Tabela 6.4 são apresentados os preços unitários sem IVA dos vários equipamentos necessários para o sistema microeólico (Cenário C).

Tabela 6.4 – Preços dos equipamentos necessários ao sistema microeólico.

Equipamentos	Custo Unitário (€)
Turbina - ENAIR E70PRO (4000 W)	7 800 €
Torre de suporte (20 m de altura)	1 700 €
Dumpload 3.5 kW (resistência)	373 €
Retificador - ABB Interface Eólico 4000 W	818 €
Inversor - ABB PVI-UNO 2.0 OUT-W	1 553 €
<b>Total (sem IVA)</b>	<b>12 244 €</b>

Considerando que os custos de instalação do sistema eólico, incluindo mão de obra e equipamento/material auxiliar são 1200 € (sem IVA) que é um valor similar ao do sistema fotovoltaico equivalente, o custo total do sistema microeólico é de 16536 € incluindo IVA.

### 6.3. Cálculo dos Indicadores de Viabilidade Económica

Neste caso de estudo, os valores dos indicadores económicos vão ser determinados para um período vida útil do projeto de 25 anos. Antes de determinar os indicadores, é necessário estimar as receitas geradas com instalação dos vários sistemas estudados para produção local de eletricidade para autoconsumo, ao longo dos 25 anos. São consideradas receitas, os custos evitados com a compra de eletricidade (eletricidade proveniente do sistema local de produção FV e não da rede) e a venda do excedente de produção de eletricidade à rede. Para calcular os custos evitados com a compra de eletricidade tem que se calcular a tarifa média de eletricidade da instalação consumidora e respetiva taxa de atualização. Para o cálculo das

receitas provenientes da venda do excedente de produção de eletricidade à rede foi considerado um valor de venda de 0,05€/kWp.

### 6.3.1. Tarifa Média de Eletricidade

Nesta secção é calculada a tarifa média de eletricidade da instalação consumidora, visto que o contrato de eletricidade tem 4 tarifas diferentes associadas a 4 períodos horários diferentes por dia. Também é determinada taxa de atualização anual da tarifa de compra eletricidade. Com base nos dados do consumo anual de eletricidade das faturas da EDP Universal e das tarifas de eletricidade de 2018 por período horário (Tabela 6.5), calculou-se uma média ponderada da tarifa de eletricidade (Equação 6.5).

Tabela 6.5 – Consumo de energia anual e respetivas tarifas por período horário.

	Verão (kWh)	Inverno (kWh)	Tarifa Verão (€/kWh)	Tarifa Inverno (€/kWh)
<b>WP</b>	1391	995	0,1503	0,1444
<b>WC</b>	3181	2325	0,112	0,1119
<b>WVN</b>	1692	1174	0,0816	0,0778
<b>WSV</b>	779	632	0,0728	0,0668

$$Tarifa Média = \frac{WP \times TWP + WC \times TWC + WVN \times TWVN + WSV \times TWSV}{WP + WC + WVN + WSV} \quad (6.5)$$

Onde:

WP – Energia ativa consumida nas horas de ponta;

WC - Energia ativa consumida nas horas de cheias;

WVN - Energia ativa consumida nas horas de vazio;

WSV - Energia ativa consumida nas horas de super vazio;

TWP – Tarifa energia ativa em horas de ponta;

TWC – Tarifa energia ativa em horas de cheias;

TWVN – Tarifa energia ativa em horas de vazio;

TWSN – Tarifa energia ativa em horas de super vazio.

A tarifa média de eletricidade é de 0,1064 €/kWh + IVA 23%.

Atendendo que vai ser considerado um período de vida útil de 25 anos para análise económica dos sistemas de produção local de eletricidade, determinou-se uma taxa de atualização para a tarifa de compra de eletricidade. Com base nas taxas de variação anuais do preço de eletricidade entre o ano de 2012 e 2017 (indicadas pela ERSE nos comunicados anuais emitidos – “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica”), foi determinada uma taxa de variação anual média de 2,52% (Tabela 6.6). Este valor será utilizado nos cálculos como a taxa de atualização anual da tarifa média de eletricidade.

Tabela 6.6 – Taxa de variação anual da tarifa de eletricidade.

2013/2012	2,80%
2014/2013	2,80%
2015/2014	3,30%
2016/2015	2,50%
2017/2016	1,20%
Média	2,52%

### 6.3.2. Resultados - Sistema FV sem Armazenamento

Na Tabela 6.7 são apresentados os valores da energia produzida pelo sistema FV, sem armazenamento, que foi autoconsumida e injetada na rede, os valores das receitas geradas para cada uma das situações, assim como os resultados dos indicadores económicos.

Tabela 6.7 – Indicadores económicos dos sistemas FV sem armazenamento.

Potencia FV	4,05 kWp	4,59 kWp	5,40 kWp	6,75 kWp	8,10 kWp	8,91 kWp	9,45 kWp	10,80 kWp	12,15 kWp
Investimento c/IVA (€)	5 071	5 524	6 204	7 299	8 752	9 432	10 107	11 239	13 155
Autoconsumo Anual (kWh) (1º ano)	3519	3752	4044	4390	4645	4767	4840	4988	5097
Injeção na rede Anual (kWh) (1º ano)	3430	4161	5296	7227	9340	10615	11524	13727	15877
Autoconsumo Anual (kWh) após 25 anos	87975	93800	101100	109750	116125	119175	121000	124700	127425
Injeção na rede Anual (kWh) após 25 anos	85750	104025	132400	180675	233500	265375	288100	343175	396925
Receita c/ Autoconsumo após 25 anos (€)	15 733	16 776	18 081	19 628	20 768	21 314	21 640	22 302	22 789
Receita c/ Venda à Rede após 25 anos (€)	4 287	5 201	6 620	9 033	11 675	13 268	14 405	17 158	19 846
VAL (€) (TA=10%)	1 576	1 792	2 0493	2 331	2 206	2 281	2 125	2 206	1 424
TIR (%)	13,52	13,67	13,75	13,66	12,93	12,82	12,47	12,32	11,30
Payback simples (anos)	8	8	8	8	8	8	8	9	9

Na secção 5.4.3, já se tinha dado a indicação que o sistema FV sem armazenamento que apresentava menos excedente de eletricidade e melhor quota de autoconsumo era o de 4,05 kWp. No entanto, optou-se por fazer análise económica dos vários níveis de potência FV que foram simulados.

Analisando os dados da Tabela 6.7, verificamos que todas as soluções são elegíveis. Os valores da TIR são superiores à taxa de atualização de 10%, os valores do VAL são positivos para todas as situações e o Payback varia entre 8 e 9 anos. A melhor combinação dos indicadores económicos ocorre para as potências FV de 5,4 kWp e 6,75 kWp. No entanto, a quantidade de energia que é injetada na rede é superior à energia autoconsumida nestas situações, o que significa que se tem um baixo aproveitamento da capacidade instalada.

Atendendo a estes resultados podemos afirmar que para o Cenário A – Sistema FV sem armazenamento, a solução que combina os melhores resultados energéticos e económicos é o sistema FV de 4,05 kWp.

### 6.3.3. Resultados - Sistema FV com Armazenamento

Na Tabela 6.8 são apresentados os valores da energia produzida pelo sistema FV, com armazenamento, que foi autoconsumida e injetada na rede, os valores das receitas geradas para cada uma das situações, assim como os resultados dos indicadores económicos.

Tabela 6.8 – Indicadores económicos dos sistemas FV com armazenamento.

Potencia FV	4,05 kWp	4,59 kWp	5,40 kWp	6,75 kWp	8,10 kWp	8,91 kWp	9,45 kWp	10,80 kWp	12,15 kWp
Investimento c/ IVA (€)	9 588	10 040	10 721	12 812	15 413	16 092	16 766	17 900	19 816
Autoconsumo Anual (kWh) (1º ano)	5154	5475	5866	6269	7143	7278	7355	7509	7623
Injeção na rede Anual (kWh) (1º ano)	1796	2437	3474	5347	6842	8104	9010	11205	13351
Autoconsumo Anual (kWh) após 25 anos	128850	136875	146650	156725	178575	181950	183875	187725	190575
Injeção na rede Anual (kWh) após 25 anos	44900	60925	86850	133675	171050	202600	225250	280125	333775
Receita com Autoconsumo após 25 anos (€)	23 044	24 479	23 710	28 029	31 937	32 541	32 885	33 574	34 083
Receita com Venda à Rede após 25 anos (€)	2 245	3 046	4 342	6 684	8 553	10 130	11 263	14 006	16 689
VAL (€) (TA=10%)	-1 316	-1 014	-1 217	-1 316	-1 974	-1 886	-2 037	-1 952	-2 728
VAL (€) (TA=9%)	-558	-189	-355	-276	-760	-607	-714	-527	-1 208
VAL (€) (TA=8%)	317	763	638	923	637	865	808	1 113	541
TIR (%)	8,35	8,79	8,63	8,76	8,44	8,57	8,51	8,66	8,29
Payback simples (anos)	12	11	11	11	11	11	11	11	12

Pela análise dos dados da Tabela 6.8, e como já referido anteriormente a quantidade de energia autoconsumida do sistema FV é superior nesta situação devido à introdução de armazenamento de energia. No entanto, a introdução de armazenamento requer um maior investimento inicial, o que leva a que os valores do VAL, para uma taxa de atualização de 10%, sejam todos negativos. Os valores da TIR são na ordem dos 8%, ou seja, são todos inferiores à taxa de atualização de 10%. Com base nestes resultados, pode-se afirmar que em termos de rentabilidade económica nenhuma das soluções é elegível. No entanto, se o investidor estiver disposto a considerar uma taxa de atualização inferior, no mínimo igual ao valor da TIR, o VAL será positivo, o que significa que o investimento ao longo dos 25 anos terá algum retorno.

No caso de não ser considerada a taxa de atualização dos Cash Flows o tempo de retorno do investimento (Payback) varia entre 11 e 12 anos. Como se trata de uma instalação doméstica, em que o objetivo principal é reduzir os custos da fatura de eletricidade e não propriamente a obtenção de lucros, caberá ao utilizador tomar a decisão quanto ao investimento a realizar. Para o efeito, são indicadas as soluções que poderão trazer mais vantagens quer em termos da quantidade de energia autoconsumo, quer em termos económicos.

Em termos energéticos, já tinha sido dado a indicação na secção 5.4.4, que as soluções mais adequadas poderiam ser as 5 soluções entre 4,05 kWp e 8,10 kWp, que correspondem a uma quota de autoconsumo da produção FV entre 74 % e 50% e a uma taxa de autonomia entre 40% e 55%. Nesse intervalo, juntando o critério energético com os resultados económicos, considera-se que a solução mais adequada é o sistema FV de 4,59 kWp com armazenamento. Esta solução apresenta uma das TIR mais altas (8,8%), um payback de 11 anos e uma das quotas de autoconsumo mais altas. A quota de autoconsumo é de 69%, o que significa que 69% da energia produzida pelo sistema FV é autoconsumida, e a taxa de autonomia é de cerca de 43%, o que significa que 43% da energia consumida na instalação provém do sistema FV e não é comprada à rede elétrica.

Na Figura 6.1 são apresentados os diagramas de produção FV e perfil de consumo diário da instalação, acrescido do consumo das baterias, para a solução de potência FV com armazenamento escolhida de 4,59 kWp. A energia produzida pelo sistema FV que é autoconsumida pela instalação e pelas baterias está representada a azul-escuro na imagem.

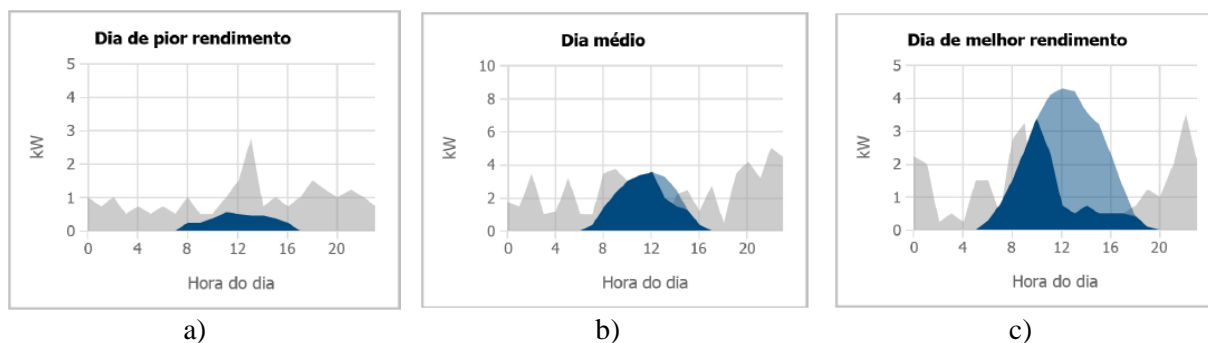


Figura 6.1 – Rendimento energético para a potência FV de 4,59 kWp com armazenamento: a) Dia de pior rendimento; b) Dia médio; c) Dia de melhor rendimento - SMA-Sunny Design

No entanto, é necessário chamar a atenção que a vida útil das baterias não é de 25 anos e que, na análise anterior, só foi considerado o investimento referente a um conjunto de baterias para cada solução. A vida útil típica de uma bateria varia entre 10 a 15 anos, dependendo das condições de operação e manutenção. As baterias propostas, que são baterias de Lítio, são as baterias que apresentam atualmente melhores características, possuem maiores profundidades de descarga, maior número de ciclos e um tempo de vida mais longo, para além de fornecerem uma maior quantidade de energia nesse período.

### 6.3.4. Resultados – Sistema Eólico

As receitas do sistema eólico são provenientes da compra de eletricidade evitada devido ao autoconsumo, e que é teoricamente a mesma para todos os anos. Nesta análise simplificada considera-se ainda o cenário mais favorável, ou seja, que toda a energia produzida pelo sistema eólico é autoconsumida, o que nem sempre acontece, uma vez que o sistema não inclui armazenamento.

O período de análise económica do projeto é igual ao tempo de vida útil do sistema microeólico ou seja, 25 anos. Considerando uma taxa de atualização média de 2,52% para a tarifa de eletricidade e uma taxa de atualização de 10%, como considerado na análise económica dos sistemas FV, obtêm-se os resultados que se apresentam na Tabela 6.9.

Analisando a Tabela 6.9 verifica-se que o período de retorno simples do investimento é de 22 anos, que é um valor demasiado alto, apenas para obter o retorno simples do investimento. Além disso, o *cash flow* acumulado (atualizado a 10%), ao fim de 25 anos, continua a ser negativo e a TIR é de apenas 1,57 %, o que mostra que não é um investimento com interesse.

Tabela 6.9 - Receita acumulada com turbina ENAIR 70PRO.

Ano	Autoconsumo (kWh)	Tarifa de Eletricidade (€)	CF anual (€)	CF Acumulado (€)	CF acumulado Atualizado a 10 % (€)
0	0	0	-16536	-16536	-16536
1	4591	0,13090	601	-15935	-15990
2	4591	0,13417	616	-15319	-15481
3	4591	0,13752	631	-14688	-15006
4	4591	0,14096	647	-14041	-14564
5	4591	0,14449	663	-13377	-14152
6	4591	0,14810	680	-12697	-13769
7	4591	0,15180	697	-12000	-13411
8	4591	0,15559	714	-11286	-13078
9	4591	0,15948	732	-10554	-12767
10	4591	0,16347	750	-9803	-12478
11	4591	0,16756	769	-9034	-12208
12	4591	0,17175	788	-8246	-11957
13	4591	0,17604	808	-7437	-11723
14	4591	0,18044	828	-6609	-11505
15	4591	0,18495	849	-5760	-11301
16	4591	0,18958	870	-4890	-11112
17	4591	0,19432	892	-3997	-10936
18	4591	0,19917	914	-3083	-10771
19	4591	0,20415	937	-2146	-10618
20	4591	0,20926	961	-1185	-10475
21	4591	0,21449	985	-200	-10342
22	4591	0,21985	1009	809	-10218
23	4591	0,22535	1035	1844	-10102
24	4591	0,23098	1060	2904	-9995
25	4591	0,23676	1087	3991	-9894

VAL	-9.894 €
TIR	1,57%
PR simples (ano)	22 Anos

Finalmente, apresenta-se na Tabela 6.10 um resumo dos resultados da análise económica do investimento microeólico, podendo-se facilmente concluir que o projeto não alcança a taxa mínima de rentabilidade admissível e que é claramente pior que as soluções fotovoltaicas anteriormente apresentadas. Esta conclusão já era esperada, uma vez que, como já se referiu anteriormente, as velocidades médias do vento na zona da vivenda são muito baixas.

Tabela 6.10 – Resumo da análise económica do sistema microeólico.

Potencia Mircoeólica	Enair E70PRO
Investimento	16 536€
Produção anual estimada	4591 kWh
Energia Autoconsumo Anual (1º ano)	4591 kWh
Energia Autoconsumo Anual após 25 anos	114775 kWh
Receita com Autoconsumo após 25 anos	20 527 €
VAL (TA=10%)	-9 894 €
TIR	1,57 %
Payback (anos)	22

## 6.4. Soluções Recomendadas

Após análise dos resultados energéticos e económicos das soluções de produção local de energia elétrica estudados, conclui-se que a solução mais adequada para a vivenda, apresentada neste caso de estudo, é com base na tecnologia fotovoltaica. Dependendo do capital disponível, o utilizador poderá optar por um sistema FV com ou sem armazenamento, mas com valores de potência FV diferente. Na Tabela 6.11, são apresentados os principais dados relativos aos sistemas FV recomendados. Considerou-se que a energia consumida anual e média diária da vivenda são constantes ao longo dos 25 anos, tendo-se utilizado como valores de referência os dados de consumo do ano de 2018.

Tabela 6.11 – Resumo das soluções FV recomendadas.

Resumo dos cálculos efetuadores	FV sem bateria	FV com bateria
Energia consumida por ano na vivenda	12364 kWh	12364 kWh
Energia consumida por dia na vivenda	33 kWh	33 kWh
Potência total gerada fotovoltaica	4,05 kWp	4,59 kWp
Número de geradores fotovoltaicos a instalar	15	17
Rendimento energético FV anual	6949 kWh	7912 kWh
Número de inversor sem bateria	1	1
Potência de inversor AC saída (SMA)	5 kW	5 kW
Número de inversor com carregador para a bateria	0	1
Potência de inversor AC saída para a bateria (SMA)	0	5 kW
Número de módulos de capacidade de baterias	0	1
Capacidade das bateiras (BYD)	0	3,5 kWh
Energia autoconsumida anual	3519 kWh	5475 kWh
Energia injetada na rede anual	3430 kWh	2437 kWh
Investimento final com IVA	5 071 €	10 041 €
Quota de Autoconsumo	50,6 %	69,2 %
Taxa de Autoconsumo	28,5 %	42,8 %
PayBack Simples	8 Anos	11 Anos
TIR	13,52 %	8,79 %



## CAPÍTULO 7 – Conclusão e Trabalhos Futuros

### 7.1. Conclusão

O principal objetivo deste projeto corresponde ao dimensionamento e análise da viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos e eólicos de produção de energia elétrica, para uma vivenda localizada na zona de Abrantes, sempre com a motivação de produção de energia elétrica proveniente de fontes de energias renováveis para autoconsumo, contribuindo assim para a redução dos custos da energia elétrica e para a sustentabilidade ambiental do nosso planeta.

Antes de se iniciar a seleção e dimensionamento dos sistemas, foi necessário efetuar o estudo do perfil de consumos da vivenda, nomeadamente, através da análise dos diagramas de carga da instalação e dos dados das faturas de energia elétrica fornecidos pela EDP e caracterização dos principais equipamentos consumidores de energia. O conhecimento detalhado do perfil de consumos é de extrema importância para o dimensionamento e análise da viabilidade económica dos sistemas de produção de energia para autoconsumo, visto ser fundamental fazer um balanço entre a energia produzida e a energia que vai ser autoconsumida na instalação.

Seguidamente, passou-se à fase de dimensionamento dos sistemas, iniciando-se pelo estudo das soluções fotovoltaicas. O estudo dos sistemas fotovoltaicos foi efetuado recorrendo ao programa SMA *Sunny Design*. Este programa permite simular a energia elétrica produzida pelo sistema FV, a energia autoconsumida pela vivenda e a energia injetada na rede elétrica, tendo em conta os diferentes perfis de consumo diários da instalação dos 365 dias do ano.

Em alternativa à produção fotovoltaica, foi dimensionado também um sistema microeólico para a vivenda, com uma capacidade de produção de energia elétrica similar à solução fotovoltaica menos dispendiosa. Esta seleção/dimensionamento foi efetuada recorrendo ao programa disponível *online* pelo fabricante de turbinas eólicas ENAIR, uma vez que é um programa relativamente completo e que recorre a várias bases de dados para determinar as propriedades locais do vento.

Na fase seguinte efetuou-se a análise económica das várias soluções de investimento, através dos indicadores VAL, TIR e *payback*. Desta análise económica conclui-se que a solução eólica apresenta um período de retorno simples do investimento de 22 anos, *cash flow* acumulado negativo (atualizado a 10%) ao fim de 25 anos e uma TIR de apenas 1,57%, o que mostra que não é um investimento com interesse.

O estudo das soluções fotovoltaicas sem armazenamento permitiu concluir que todas as soluções são elegíveis, os valores da TIR são superiores à taxa de atualização de 10%, os valores do VAL são positivos e o *Payback* simples varia entre 8 e 9 anos para todas as situações. A melhor combinação dos indicadores económicos ocorre para as potências FV de 5,4 kWp e 6,75 kWp. No entanto, a quantidade de energia que é injetada na rede é superior à energia autoconsumida nestas situações, correspondendo a taxas de autoconsumo de 43% e

38%, respetivamente, o que indica um baixo aproveitamento do sistema FV. Combinando os indicadores económicos com os dados energéticos, conclui-se que a potência FV mais adequada para instalar na vivenda é de 4,05 kWp para uma solução de autoconsumo sem armazenamento de energia.

Relativamente às soluções fotovoltaicas com armazenamento, as soluções mais adequadas são as cinco soluções entre 4,05 kWp e 8,10 kWp, que correspondem a uma quota de autoconsumo da produção FV entre 74 % e 50% e a uma taxa de autonomia entre 40% e 55%. Nesse intervalo, combinando o critério energético com os resultados económicos, considera-se que a solução mais adequada é o sistema FV de 4,59 kWp com armazenamento. Esta solução apresenta uma das TIR mais altas (8,8%), um payback simples de 11 anos e uma das quotas de autoconsumo mais altas. A quota de autoconsumo é de 69% e a taxa de autonomia é de cerca de 43%, o que significa que 43% da energia consumida na instalação provém do sistema FV e não é comprada à rede elétrica. Os indicadores económicos apresentam valores abaixo dos desejáveis para todas as soluções com armazenamento ao ser utilizada uma taxa de atualização de 10%. No entanto, como se trata de uma instalação particular, cabe ao dono da obra decidir a realização ou não do investimento, e daí ser indicada a solução FV com armazenamento que foi considerada mais adequada para a vivenda.

As soluções fotovoltaicas propostas para autoconsumo permitem reduzir significativamente a energia elétrica consumida da rede, reduzir os custos de energia para alimentar a vivenda e contribuir para a sustentabilidade ambiental uma vez que a energia é produzida localmente recorrendo a uma fonte de energia renovável.

## 7.2. Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, apresentam-se algumas propostas:

Tentar ajustar o perfil de consumo da vivenda à produção de energia pelas soluções fotovoltaicas propostas, alterando o período funcionamento de certas cargas para as horas de maior produção FV, o que permitirá reduzir desperdícios de energia elétrica produzida e necessidades de armazenamento;

Análise de outras configurações do sistema de produção de energia elétrica para este caso de estudo. Além dos cenários apresentados, poderá estudar-se o dimensionamento de um sistema *offgrid* híbrido, que acople a energia solar fotovoltaica a um gerador eólico, por exemplo, como *back-up* (como alternativa à rede elétrica). Apesar de ser uma solução cara, pode ser interessante se for possível alterar significativamente o diagrama de cargas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- APREN – Associação de Energias Renováveis (2018). Energias Renováveis em Portugal. Disponível em <https://www.apren.pt/pt/publicacoes/destaques> [Consultado Novembro 2018].
- ARCHIVE [Online]. Velocidade do Vento em Europa. Disponível em <http://web.archive.org/web/20141002200708/http://www.windatlas.dk/Europe/landmap.html> [Consultado Março 2018].
- Andrês, J. M. (2010). Introdução à Energia Eólica, Unidade Curricular de Energias Renováveis, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra (ISEC). 2010.
- Almeida, E. M. (2002). Microgeração Eólica. 2002.
- Américo, L. Pinto (2018). Avaliação de Projetos de Investimentos em Contexto de Riscos e Incerteza, Dissertação/Trabalho de Projeto/Relatório de Estágio submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Contabilidade e Finanças, Escola Superior de Ciências Empresariais do IPS. 2018.
- Autosolar [Online]. Silício Monocristalino. Disponível em <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-el-silicio-monocristalino> [Consultado Dezembro 2019].
- Benito, T. Perales. (2012). Práticas de Energia Eólica, Publindústria. 2012.
- Berlenga, J. Filipe. (2012). Estudo de Viabilidade de uma Instalação Fotovoltaica num Edifício Existente, Departamento de Engenharia Mecânica do ISEL. 2012.
- Carvalho, F. André. (2016). Integração de Energia Solar Fotovoltaica em Edifícios, Relatório de estágio de Mestrado em Sistemas Energéticos Sustentáveis, Universidade de Aveiro Departamento de Ambiente e Ordenamento. 2016.
- Castro, Rui (2011). Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica. s.l. : 1ª Edição, Editora: IST. 2011.
- Carneiro, Joaquim (2009). Projecto Interdisciplinar II, Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos, Departamento de Física da Universidade do Minho. 2009.
- DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia (2018), Energias Renováveis em Portugal para Fotovoltaica e Eólica. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/> [Consultado Maio 2018].
- Dias, F. José (2009). "Soluções técnicas para o projecto de edificios de habitação incorporando produção própria de energia", Relatório de Projecto de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. 2009.
- Deltavolt [Online]. Tipos de Paneles Fotovoltaicas. Disponível em <https://deltavolt.pt/energia-renovavel/energia-solar/paneles-solares> [Consultado Dezembro 2019].

DWEA [Online]. Distributed Wind Energy Association. “Off-Grid Distributed Wind System FAQ”. Disponível em <https://distributedwind.org/off-grid-distributed-wind-systems-faq/> [Consultado Dezembro 2019].

EC - European Commission (2018), Photovoltaic Geographical Information System, Country and regional maps, in Portugal. Disponível em [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html) [Consultado Maio 2018].

ENERTRA [Online]. Energias Renovables, Eólica-Híbrida. Disponível em <http://www.enertra.es/energias-renovables/eolica-hibrida> [Consultado Maio 2018].

ENAIR [Online]. Sistemas de Aerogeradores. Disponível em <https://www.enair.es/es/aerogeneradores/e70pro> [Consultado Maio 2018].

Energiapura [Online]. Aerogerador de rotor em H. Disponível em <http://www.energiapura.eco.br/cataventos/pas/index0008.htm> [Consultado Janeiro 2019].

ENE – Estratégia Nacional para a Energia 2020, (2010). Diário da República nº 73/2010, Série I de 2010-04-15, Disponível em <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/29/2010/04/15/p/dre/pt/html> [Consultado Setembro 2019].

Energiasolar [Online]. Células fotovoltaicas. Disponível em <https://energiasolar2012.wordpress.com/celulas-fotovoltaicas/> [Consultado Dezembro 2019].

Freitas, S. (2008). Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Relatório de projecto, Departamento de Eletrotecnia da Escola Superior de Tecnologias e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança, Bragança. 2008.

GREENPRO (2004). Energia Fotovoltaica Manual sobre Tecnologia, Projecto e Instalação, Programa ALTENER. 2004.

GLOBALWINDATLAS [Online]. Velocidade do Vento em Portugal, Global Windatlas. Disponível em <https://globalwindatlas.info/area/Portugal/Santarem> [Consultado Março 2018].

Inovacaotecnologica [Online]. Dois recordes mundiais e duas novas células solares. Disponível em <https://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=dois-recordes-mundiais-duas-novas-celulas-solares&id=010115100219#.XhPDgbjsr74> [Consultado Dezembro 2019].

M. Obi and R. Bass, (2016). Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1082–1094. 2016.

MAOTE - Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, (2014). “Decreto-Lei no 153/2014 de 20 de outubro,” *Diário da República*, pp. 5298–5311. Disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized> [Consultado Setembro 2019].

Morais, José (2012). Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática. (2012).

Pereira, F. Alexandre e Manuel Ângelo Oliveira (2015). 2ª Edição de Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica, Pubindústria (2015).

PNEC – Plano Nacional de Energia e Clima, (2018). Disponível em <https://www.adene.pt> [Consultado Setembro 2019].

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century (2018), Renewables 2018, Global Status Report. Disponível em <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/> [Consultado Novembro 2018].

ResearchGate [Online]. Figuras de Turbinas Eólicas Horizontais. Disponível em [https://www.researchgate.net/figure/Figura-27-Turbinas-eolicas-horizontais-FonteGasch-2012\\_fig5\\_322962768](https://www.researchgate.net/figure/Figura-27-Turbinas-eolicas-horizontais-FonteGasch-2012_fig5_322962768) [Consultado Janeiro 2019].

SPF - Sistemas com Painéis Fotovoltaicos, [Online]. “Sistema Ligado à Rede” e “Sistema Isolado”. Disponível em <http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/solar/sistema.htm> [Consultado Abril 2018].

SMA Technologies [Online]. Windy Boy Protection Box Technical Information. Disponível em <http://files.sma.de/dl/7349/WBP-Box-UEN103620.pdf> [Consultado Maio 2018].

SMA Sunny Design Web [Online]. Programa Sunny Design Web. Disponível em <http://www.sunnydesignweb.com> [Consultado Abril 2019].

Santos, Luís (2015). Desenvolvimento de Ferramenta de Apoio ao Dimensionamento de Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico em Ambiente Doméstico, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores do ISEP. 2015.

Solaranlage [Online]. Célula Monocristalina. Disponível em <https://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarzellen/monokristalline-solarzellen> [Consultado Dezembro 2019].

Shine Solar [Online]. Módulos de silício filmes finos. Disponível em <http://portuguese.rvflexiblesolarpanels.com/supplier-261578-flexible-pv-solar-panels> [Consultado Dezembro 2019].

Silva, Eduardo Ribeiro Rei Gomes (2014). Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal, Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2014.

Tibola, G. (2009). Sistema Eólico de Pequeno Porte para Geração de Energia Elétrica com Rastreamento de Máxima Potência, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina. 2009.

Teixeira, A. Margarida (2013). Caracterização do Potencial Eólico Urbano o Caso de Lisboa, Área Departamental de Engenharia Civil do ISEL. 2013.

Wordpress [Online]. Aerogerador de Eixo Vertical. Disponível em <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/gerador-eolico-de-eixo-vertical/> [Consultado Janeiro 2019].

Windside [Online]. Aerogerador de Savonius de Eixo Vertical. Disponível em <http://www.archiexpo.com/pt/prod/windside/product-88530-959466.html> [Consultado Janeiro 2019].








## Anexo A

### Ficha Técnica do Módulo FV

www.jinkosolar.com

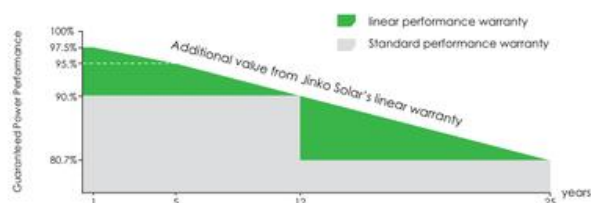


#### KEY FEATURES

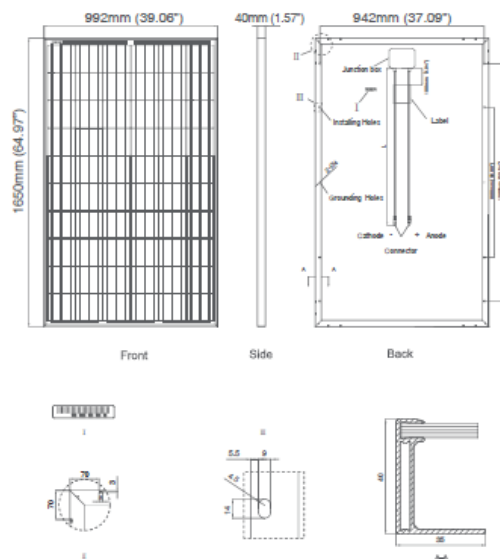
- 
**4 Busbar Solar Cell:**  
4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Power Output:**  
Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 270Wp.
- 
**Anti-PID Guarantee:**  
Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under 60°C/85% RH condition for mass production.
- 
**Low-light Performance:**  
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 
**Temperature Coefficient:**  
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

#### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



## Engineering Drawings

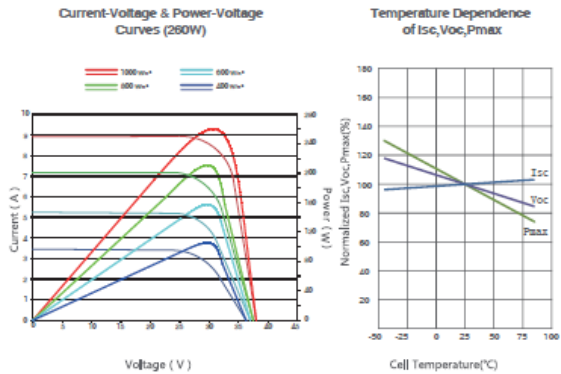


## Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (64.97×39.06×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, AR Coating Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	12 AWG, Length:900mm (35.43 inch)
Fire Type	Type 1

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255PP		JKM260PP		JKM265PP		JKM270PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	190Wp	260Wp	194Wp	265Wp	198Wp	270Wp	202Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.1V	31.1V	28.3V	31.4V	28.7V	31.7V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.75A	8.37A	6.84A	8.44A	6.91A	8.52A	6.97A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.0V	38.1V	35.1V	38.6V	35.3V	38.8V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.22A	8.98A	7.26A	9.03A	7.31A	9.09A	7.35A
Module Efficiency STC (%)	15.58%		15.89%		16.19%		16.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (UL)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
US-MKT-265PP\_rev2015



## Anexo B

### Ficha Técnica do Inversor com Carregador



#### SUNNY BOY STORAGE 3.7 / 5.0 / 6.0



##### Reliable Supply

- Integrated secure power supply function
- Fully automated battery-backup function
- 10-year warranty

##### Flexible Design

- Can be extended at any time by connecting up to three batteries
- Various PV system sizes and choice of batteries
- Ideal for both retrofitting and new installations

##### Simple Handling

- Easy installation
- Quick commissioning with WebUI via WLAN using a smartphone or tablet

- Direct integration into Sunny Portal / Sunny Places via the Webconnect function

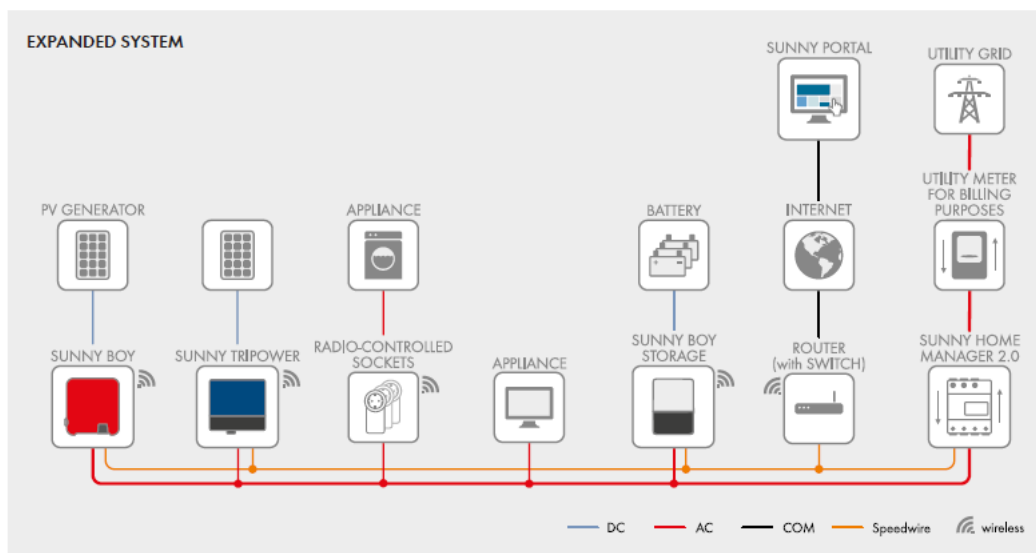
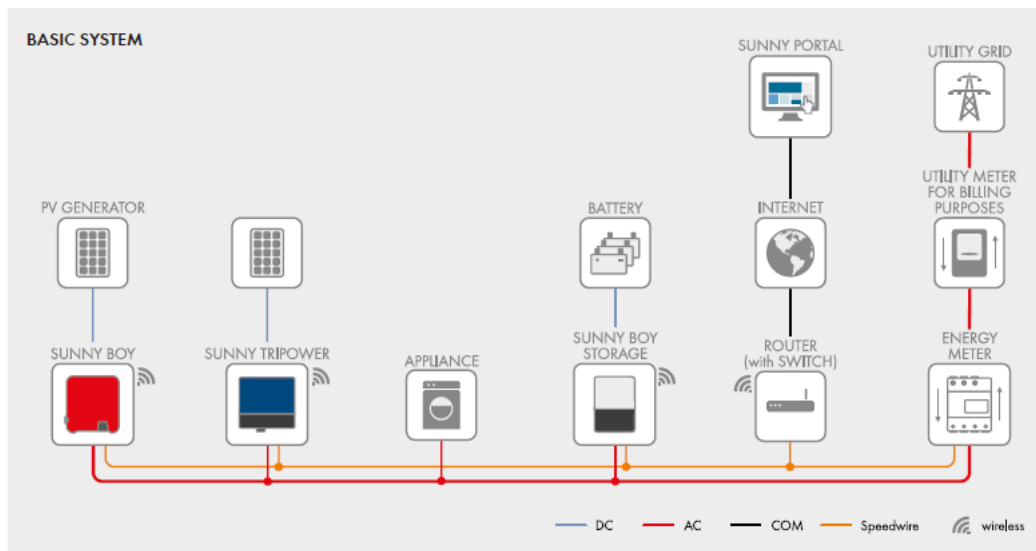
### SUNNY BOY STORAGE 3.7 / 5.0 / 6.0

The first multistring battery inverter—always reliably supplied

With the SUNNY BOY STORAGE multistring battery inverter, for the first time, up to three different high-voltage batteries can be connected to one battery inverter. To connect larger batteries, three DC inputs can also be connected in parallel. The Sunny Boy Storage has integrated emergency power, which can be switched manually. Furthermore, it can even take over the entire electricity supply of the three line conductors via the optional automatic transfer unit. Thanks to proven AC coupling, the Sunny Boy Storage is ideally suited to new and retrofitted systems. The integrated webserver enables fast and easy commissioning, which is also possible via smartphone or laptop. Energy flows in the household are fully transparent thanks to the direct connection to Sunny Portal and Sunny Places.



Technical data (preliminary)	Sunny Boy Storage 3.7	Sunny Boy Storage 5.0	Sunny Boy Storage 6.0
<b>AC connection</b>			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3680 W	5000 W <sup>1)</sup>	6000 W <sup>1)</sup>
Overload capacity (at 25 °C to max. 60 sec) <sup>2)</sup>	4600 W	6300 W	7500 W
AC nominal current output (at 230 V, 50 Hz)	16 A	21.7 A <sup>3)</sup>	26 A
Nominal AC voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Feed-in phases / connection phases	1/1		
<b>Battery DC input</b>			
Max. DC voltage	600 V	600 V	600 V
DC voltage range / DC rated voltage	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V
Min. DC voltage / start DC voltage	100 V / 100 V	100 V / 100 V	100 V / 100 V
Max. DC current per DC input / number of DC inputs	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A
Max. short-circuit current	40 A	40 A	40 A
Battery types	Li-ion <sup>4)</sup>	Li-ion <sup>4)</sup>	Li-ion <sup>4)</sup>
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
<b>Protective devices</b>			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●	● / ●	● / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●	● / ●
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●	●
Protection class / surge category	I/IV	I/IV	I/IV
<b>General data</b>			
Dimensions (W / H / D)	535 mm / 730 mm / 198 mm (21.1 inches / 28.5 inches / 7.8 inches)		
Dimensions incl. packaging (W / H / D)	600 mm / 800 mm / 300 mm (23.6 inches / 31.5 inches / 11.8 inches)		
Weight / weight incl. packaging	26 kg (57 lbs) / 30 kg (66 lbs)		
Operating temperature range in battery operation	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)		
Max. installation height above MSL	3000 m		
Noise emission, typical (at 1 m distance)	39 dB(A)		
Self-consumption standby / self-consumption with no load	< 5 W / < 10 W (without supply for batteries or grid switching unit)		
Topology	Transformerless		
Cooling method	Convection		
Ingress protection	IP65		
Climatic category	4K4H		
Max. permissible value for relative humidity	100%		
<b>Features / function</b>			
Secure Power Supply emergency electricity supply function	● (max. 16 A, activated by manual switch)		
Interfaces	Ethernet / WLAN / CAN / RS485		
Communication / protocols	Modbus (SMA / Sunspec) / Webconnect / Modbus RTU (RS485)		
Battery communication	CAN bus		
Display / Web User Interface	Integrated webserver / via smartphone, tablet, laptop		
Remote monitoring	Sunny Portal via Webconnect		
Warranty	5 years / 10 years with registration in Sunny Portal / Sunny Places		
Certificates, approvals and manufacturer declarations	www.SMA-Solar.com		
<b>Accessories</b>			
Automatic transfer switch for battery backup system	Available from external suppliers		
Sunny Home Manager / Home Manager 2.0	Compatible		
SMA Energy Meter	Compatible		
● Standard features   ○ Optional   — Not available			
All information is preliminary—last update: December 2017			
1) VDE AR-N 4105; PAC, r 4600 W; Smax 4600 VA			
2) only in battery-backup operation with an automatic transfer switch; overload capacity depends on the battery used			
3) AS4777; Iac max.: 21.7 A			
4) Battery types approved by SMA, e.g., LG Chem, BYD, etc. [see www.SMA-Solar.com]			
Type designation	SB53.7-10	SB55.0-10	SB56.0-10



## BASIC SYSTEM functions

- Energy management at grid-connection point
- Maximum system yield thanks to dynamic limit of feed-in to the utility grid between 0% and 100%
- Maximum transparency thanks to visualization in Sunny Portal / Sunny Places
- External Modbus interface
- Optional: fully automated battery-backup function for a complete household grid

## Expanded SYSTEM FUNCTIONS

- Basic system functions
- Reduction in energy costs thanks to usage of time-based electricity tariffs
- Maximum energy use thanks to forecast-based charging
- Increased self-consumption thanks to intelligent load control

[www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com)

## SMA Solar Technology

385740-0EN1751/21 SMA and Sunny Boy are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Sunclim® is a registered trademark of Hilsenrath SO, Inc. SUNCLIM is a registered trademark of PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Printed on RSC paper. Changes to product models and/or, including downgrading, from country-specific requirements, as well as deviations from technical data are subject to change at any time without notice. SMA assumes no liability for misinterpretation or errors. Please visit [www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com) for the latest information.

## Anexo C

### Ficha Técnica do Inversor sem Bateria

SUNNY TRIPOWER 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0  
With SMA SMART CONNECTED



STP3.0-3AV-40 / STP4.0-3AV-40 / STP5.0-3AV-40 / STP6.0-3AV-40

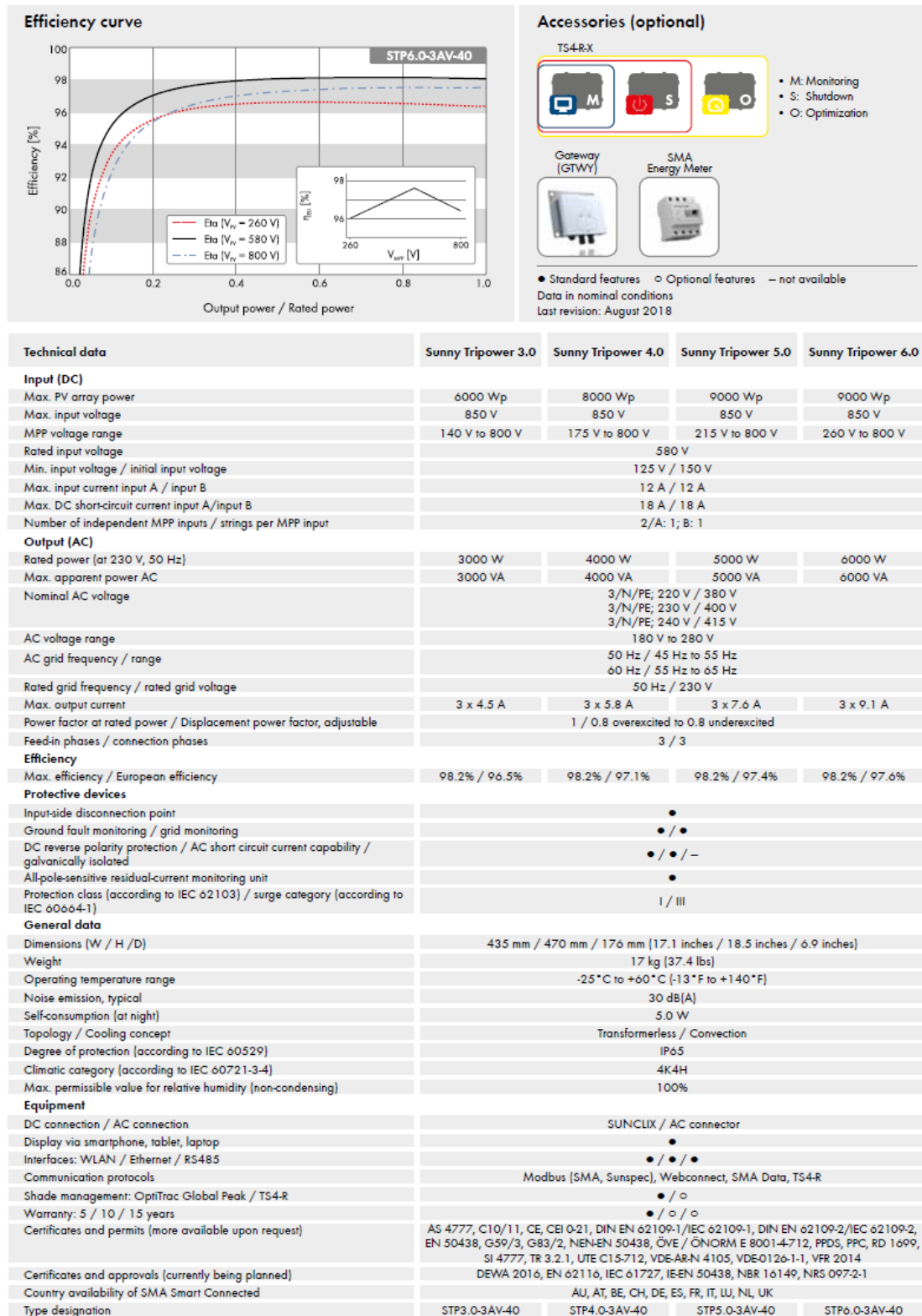
**Intelligent service with  
SMA Smart Connected**

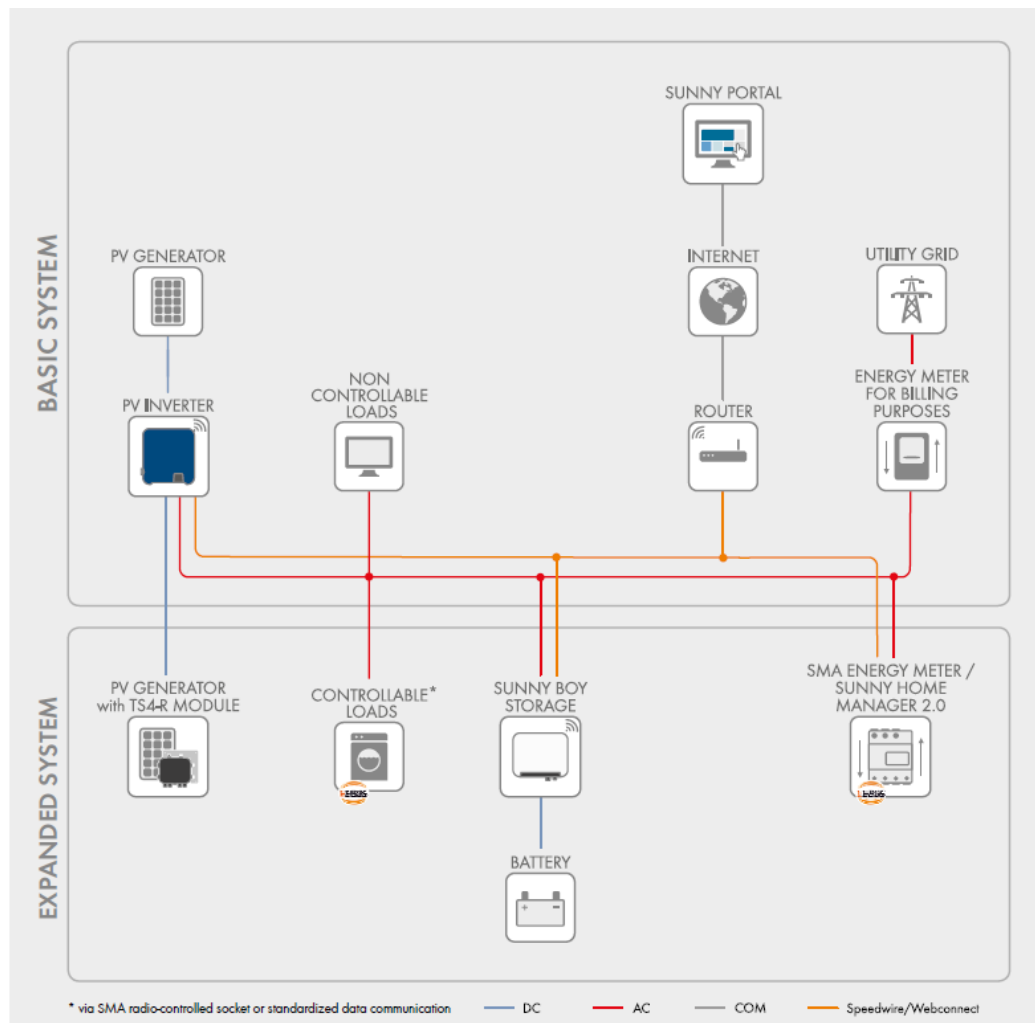
Compact	Easy to use	High yields	Combinable
<ul style="list-style-type: none"><li>• One-person installation due to low weight of 17 kg</li><li>• Compact design means minimum space requirements</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 100% plug and play installation</li><li>• Free online monitoring via Sunny Places</li><li>• Automated service thanks to SMA Smart Connected</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Use of surplus energy through dynamic active power limitation</li><li>• Shade management with OptiTrac Global Peak or integrated TS4-R communication</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Intelligent energy management and storage solutions can be added anytime</li><li>• Can be combined with TS4-R components for module optimization</li></ul>

### SUNNY TRIPOWER 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Higher yields for private homes – intelligent solar power generation

The new Sunny Tripower 3.0–6.0 ensures maximum energy yields for private homes. This inverter combines the integrated Service SMA Smart Connected service and intelligent technology for all ambient requirements. Thanks to its extremely light design, the device can be installed quickly and easily. The Sunny Tripower can be commissioned quickly via smartphone or tablet thanks to its integrated web interface. For specific requirements on the roof, such as shading, the TS4-R module optimizers can be added into the system, with all communication and monitoring facilitated through the inverter. Current communication standards make the inverter future-proof, meaning intelligent energy management solutions as well as SMA storage solutions can be flexibly added anytime.





### BASIC SYSTEM functions

- Easy commissioning via integrated WLAN and Speedwire interface
- Maximum transparency thanks to visualization in Sunny Portal / Sunny Places
- Safe investment through SMA Smart Connected
- Modbus as interface for third-party solutions

## Expanded SYSTEM FUNCTIONS

- Basic system functions
- Reduction in purchased electricity and increase in self-consumption through use of stored solar energy
- Maximum energy use thanks to forecast-based charging
- Increased self-consumption thanks to intelligent load control
- Maximum system yield through Smart module technology, with commissioning and monitoring directly via the inverter

### With SMA Energy Meter

- Maximum system usage through dynamic limiting of feed-in to the grid between 0% and 100%
- Visualization of energy consumption

\* via SMA radio-controlled socket or standardized data communication

[www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com)

## SMA Solar Technology

SFSP06-0089-034-V1.3 SMA and Sunny Tripower are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. BlackStart® is a registered trademark of Blackstart S.G. Inc. SUNCLIX is a registered trademark of PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Printed on 75% paper. Changes to products and services, including those resulting from statutory requirements, as well as deviations from technical data are subject to change. SMA assumes no liability for typographical or other errors. Please visit www.sma.de for the latest information.

## Anexo D

### Ficha Técnica de Baterias

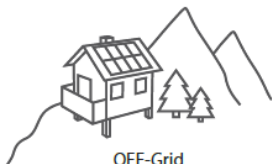


#### B-Box 2.5 - 10.0 B-Plus 2.5



#### The battery for all applications

- From 2.56 to 81.9 kWh
- Flexible 2.56 kWh module
- Emergency-backup through high discharge power
- 1 and 3 phase systems
- Upgrade anytime
- Lithium iron phosphate battery: Maximum safety, cycle-stability and power



Off-Grid



Self-consumption optimization



Commercial applications

#### B-Box 2.5 to B-Box 10.0



- Flexible combination of capacity
- Modular design simplifies transport and installation (19" plug-in units)

The BYD B-Box is a lithium iron phosphate (LiFePO<sub>4</sub>) battery unit with battery management system (BMS) for usage with an external inverter. Thanks to its modular design B-Box grows with its requirements.:

- **B-Box 2.5** (2.56 kW / 2.56 kWh)
- **B-Box 5.0** (5.12 kW / 5.12 kWh)
- **B-Box 7.5** (7.68 kW / 7.68 kWh)
- **B-Box 10.0** (10.24 kW / 10.24 kWh)

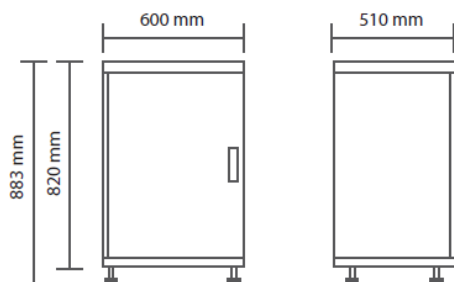
All systems can be extended with the battery modules **B-Plus 2.5** at any time. This way in parallel connection up to 10.24 kWh usable capacity per cabinet and 81.92 kWh in 8 cabinets are possible.

#### B-Plus 2.5



- CE and TÜV certified BYD B-Plus 2.5 module (U3A1-50P-A)
- Proven and tested in telecommunications and energy storage applications worldwide
- Environment-friendly, high-performance LiFePO<sub>4</sub> battery technology

## Dimensions



## Technical parameters



	B-Box 2.5	B-Box 5.0	B-Box 7.5	B-Box 10.0	B-Plus 2.5
Battery type	Lithium iron phosphate (LiFePO <sub>4</sub> )				
Battery configuration	1 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	2 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	3 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	4 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	Battery module 50 Ah; 51.2 V
Usable capacity <sup>1</sup>	2.56 kWh	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	2.56 kWh
Max output power	2.56 kW	5.12 kW	7.68 kW	10.24 kW	2.56 kW
Peak output power, 30 sec	5.12 kW	10.24 kW	15.36 kW	20.48 kW	5.12 kW
Nominal voltage	51.2 V <sub>DC</sub>				
Voltage range	43.2 - 56.4 V				
Ambient temperature <sup>2</sup>	-10 °C to +50 °C				
Interfaces	RS485/CAN				
Round trip energy efficiency	≥ 95.3 %				
Warranty	10 years				
Certifications and standards	TÜV / CE / UN38.3 / Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher (Safety Guideline)				
IP protection class	IP 20				
Dimensions (W/D/H)	600 x 510 x 883 mm				483 x 490 x 130 mm
Weight	79 kg	113 kg	146 kg	180 kg	34 kg
Compatible inverters	SMA / Goodwe / Solax / Victron, more brands to be announced				
Scalable	Extend anytime / up to 8 systems parallel / 81.92 kWh				

[1] Test Conditions: 0.25C discharge @+25°C

[2] -10°C to 12°C will be derating

BYD  
BYD Company Limited  
[www.byd.com/energy](http://www.byd.com/energy)  
E-Mail: [bydbbox@byd.com](mailto:bydbbox@byd.com)

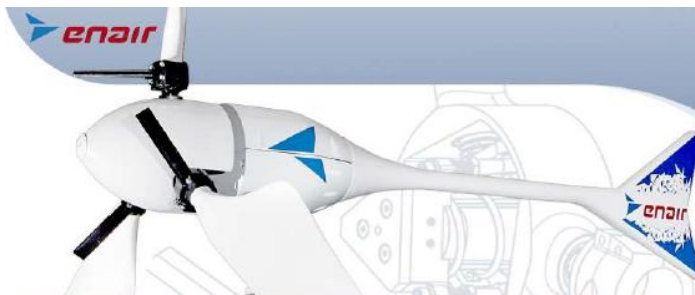
BYD B-BOX EU Service Partner  
EFT-Systems GmbH  
[www.eft-systems.de](http://www.eft-systems.de)  
[info@eft-systems.de](mailto:info@eft-systems.de)

Your energy storage expert:



## Anexo E

### Ficha Técnica de Turbina



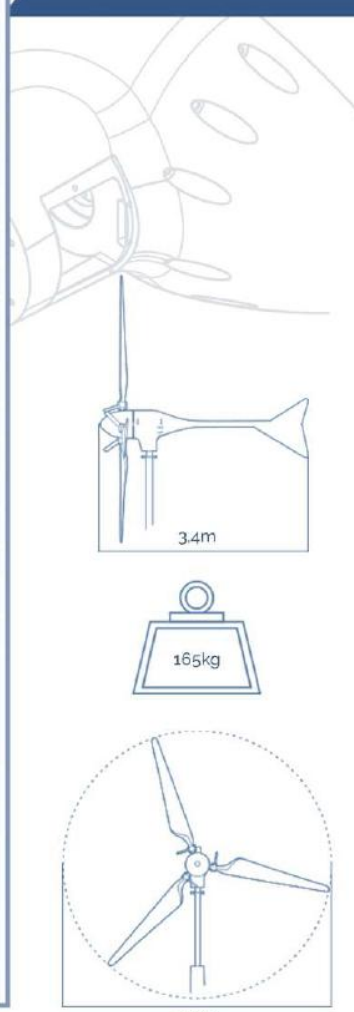
# E70PRO

## FICHA TÉCNICA

Con una velocidad de viento medio situado en la nominal de 11m/s el modelo Enair 70PRO es capaz de generar más de 70kWh/día

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO

Numero de palas	3
Material de palas	Fibra de vidrio con resinas y núcleo de poliuretano
Generador	250rpm nominales   imanes de neodimio
Potencia	5500W
Potencia Nominal	4000W (según IEC 61400-2)
Tensión	24/48/220V
Clase de viento	CLASS I-IEC 61400-2/NVNI-A
Diámetro	4.30m
Sentido de Giro	Horario
Área de barrido	14.5m²
Peso	165kg
Aplicaciones	Carga de baterías 24 o 48V y conexión a red
Viento de arranque	2m/s
Velocidad nominal	11m/s
Vel. regulación paso variable	12m/s
Velocidad de supervivencia	60m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a 60m/s
Tipo	Rotor de eje horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo con timón de orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo centrífugo con dos vel.
Transmisión	Directa
Freno	- Electromagnético por cortocircuito - Mecánico (opcional) - Aerodinámico mediante paso variable - Manual o automático por viento o por tensión de baterías
Controlador	Carga de baterías y conexión a red
Inversor eólico	Eficiencia 97%, algoritmo MPPT
Ruido	48dB   Reducción al mínimo gracias al diseño de las palas y a las bajas revoluciones. 1% más que el ruido ambiente del viento
Protección anti-corrosión	Hermético, pintura epoxi de secado al horno de alta temperatura, generando un recubrimiento plástico
Torre	Celosis, presilla y tubular, abatibles o fijas, altura variable



3.4m

165kg

4.3m


Avenida de Ibi, 44 - P.O. 182 C.P. 03420 | Castalla (Alicante), España

+34 96 556 00 18      info@enair.es

[www.enair.es](http://www.enair.es)



**PASO VARIABLE PASIVO**





Tecnología patentada para maximizar la producción de energía. Es un sistema mecánico que gracias a la fuerza centrífuga, modifica el ángulo de las palas y nunca se sobrepasan sus rpm de diseño.

Obteniendo:

- Menos ruido
- Más capacidad de absorber rachas de viento
- Más constancia en la generación
- Más energía con menos viento

**CONTROL ELECTRÓNICO**






## E30PRO Wind Turbine

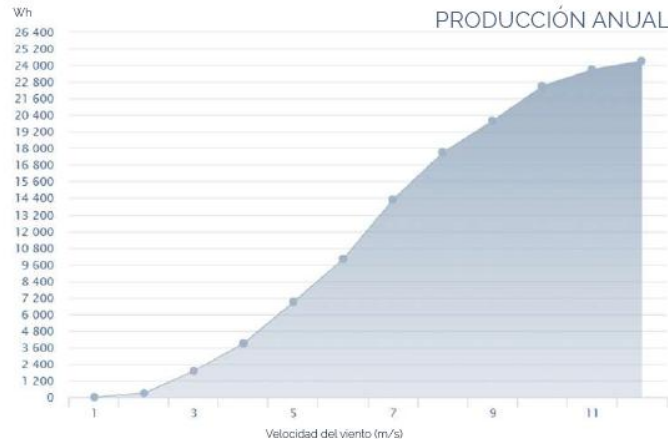
### FICHA TÉCNICA


**CLASS I WIND TURBINE**  
IEC 61400-2/NVI-A

**CURVA DE POTENCIA**




**PRODUCCIÓN ANUAL**







**MAYOR ENERGÍA**




**MAYOR EFICIENCIA**



**MAYOR ROBUSTEZ**




**MAYOR SEGURIDAD**




**Minimo ruido**

El ruido esta en torno a un 1% por encima del ruido ambiente siendo prácticamente inapreciable para nuestro oído.




**Safety-Brake**

Nuevo sistema de seguridad mecánica acoplada al eje que garantiza el frenado bajo las condiciones mas adversas, para vientos incluso mayores de 70m/s




**Anticorrosivo**

El uso de pintura epoxy lo convierte en un conjunto anticorrosivo y antisalino ideal para islas y costas




**Anti-Icing and Hermetic**

Uretano acrílico de resina estructural con una composición química antiaherente al hielo y de máxima resistencia para temperaturas de hasta -50°C. Sellado hermético




**Storm-detection**

Algoritmo inteligente de detección de tormentas y bloqueo de seguridad del aerogenerador totalmente automático combinado con el Safety-Brake




**Remote-Control**

Control combinado con el Venus de Victron que permite la marcha/paro del aerogenerador de forma remota



**BBS (Battery Brake System)**

Sistema inteligente que mide el nivel de carga de la batería y permite detener el aerogenerador cuando la batería llega a la tensión de consigna retomando la marcha cuando baja su carga



Avenida de Ibi, 44 - P.O. 182 C.P. 03420 | Castalla (Alicante), España  
+34 96 556 00 18      info@enair.es

www.enair.es

João Filipe Varela Carrilho

XII

## Anexo F

### Ficha Técnica de Retificador e Controlador de Tensão

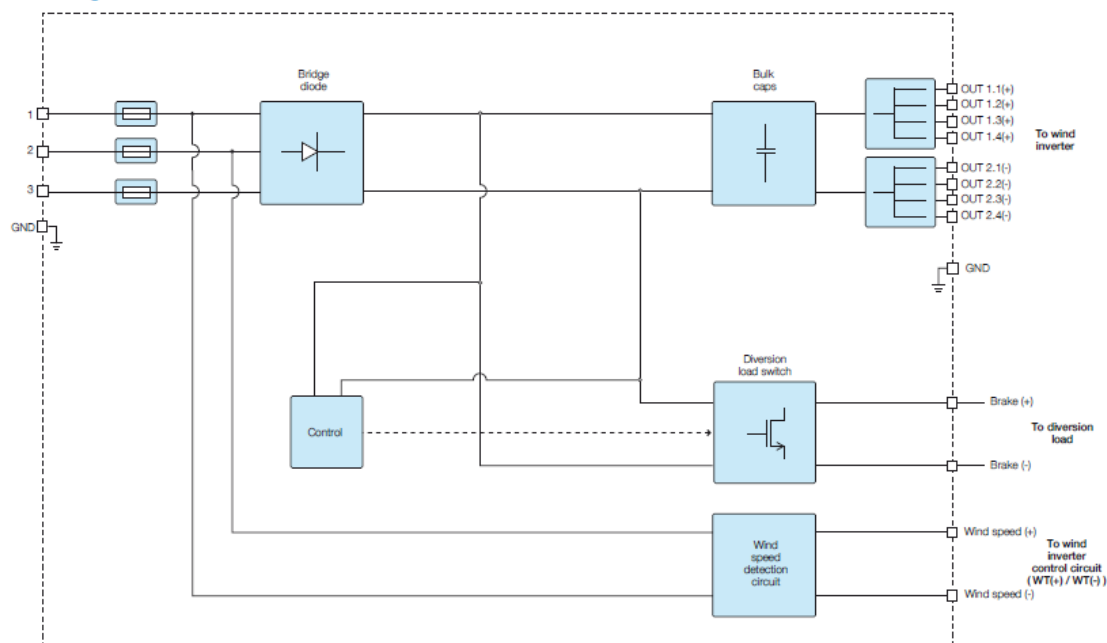
#### 4000/7200-WIND-INTERFACE



#### Technical data and types

Type code	4000-WIND-INTERFACE-EU		7200-WIND-INTERFACE-EU
Input Side			
AC input voltage range (no damage) ( $V_{ac,min} \dots V_{ac,max}$ )	0...400 V		
Operating AC input voltage range ( $V_{ac,min} \dots V_{ac,max}$ )	35...400 V		
Operating frequency range ( $f_{min} \dots f_{max}$ )	0...600 Hz		
Maximum AC input current ( $I_{ac,max}$ )	16.6 A		
Voltage range in main brake resistor ( $V_{MBR,min} \dots V_{MBR,max}$ )	0...600 V		
Maximum current in auxiliary brake (diversion load) resistor ( $I_{ABR,max}$ )	6 A	15 A (20 A)	
DC voltage range in auxiliary brake (diversion load) resistor ( $V_{ABR,min} \dots V_{ABR,max}$ )	Fixed at 530 V		
Wiring termination	Push wire		
Input protection devices			
Overvoltage protection type	Varistors, 3		
Input fuse size	3 x 6 A	3 x 15 A (opt. 20 A)	
Output side			
Maximum output power ( $P_{d,max}$ )	4 kW	7.2 kW	
Output voltage range ( $V_{dc,min} \dots V_{dc,max}$ )	0...600 V		
Maximum output current ( $I_{dc,max}$ )	6 A	15 A (20 A)	
Wiring termination	Push wire		
Output protection devices			
Inverter overvoltage protection type	No		

Block diagram of 4000/7200-WIND-INTERFACE

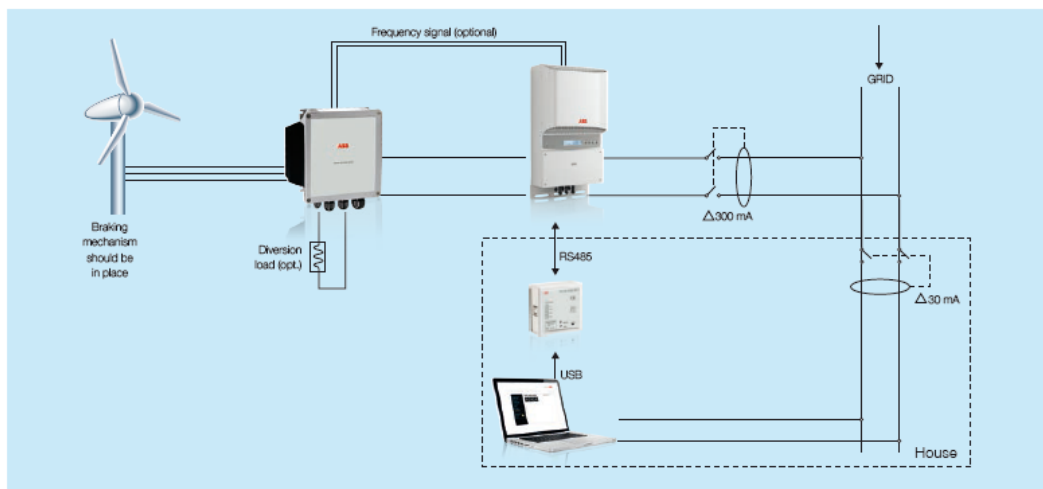


## Technical data and types

Type code	4000-WIND-INTERFACE-EU	7200-WIND-INTERFACE-EU
<b>Operating performance</b>		
Peak efficiency ( $\eta_{peak}$ )		99.4 %
Stand-by consumption		< 3 W
<b>Environmental</b>		
Ambient air operating temperature range		-25...+55°C (-13...131°F)
Relative humidity		0...100 % condensing
Acoustic noise emission level		<40 dB(A)@1m
Maximum altitude without derating		2000 m (6560 ft)
<b>Physical</b>		
Enclosure rating		IP 65
Cooling		Natural
Dimension (H x W x D)		252 mm x 287 mm x 85.7 mm (9.9 in x 11.3 in x 3.37 in)
Weight		1.8 kg (4.0 lb)
Mounting system		Wall bracket
<b>Safety</b>		
Safety approval		CE
Safety and EMC standard		EN 50178, EN 61000-6-2

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Block diagram of 4000/7200-WIND-INTERFACE



BCD.00472 EN 05.05.2014

#### Support and service

ABB supports its customers with a dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing the complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

[www.abb.com/converters-inverters](http://www.abb.com/converters-inverters)

[www.abb.com/windpower](http://www.abb.com/windpower)

© Copyright 2014 ABB. All rights reserved.  
Specifications subject to change without notice.



Power and productivity  
for a better world™ **ABB**